

**VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA APLICACIÓN DE CHOQUES DE  
FONDO PARA GAS CONFORMANCE A LOS POZOS CUS 1 Y CUS 2 EN  
CAMPO CUSIANA**

**EDNA BRIGITTE SANTOS SÁNCHEZ  
KARLA VANESSA PEDROZA PIMENTEL**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA PETRÓLEOS  
NEIVA  
2014**

**VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA APLICACIÓN DE CHOQUES DE FONDO PARA GAS CONFORMANCE A LOS POZOS CUS 1 Y CUS 2 EN CAMPO CUSIANA**

**EDNA BRIGITTE SANTOS SÁNCHEZ  
KARLA VANESSA PEDROZA PIMENTEL**

**Trabajo de grado presentado al Comité Evaluador de Proyectos de Grado de la Facultad de Ingeniería, para optar al título de ingeniero de Petróleos.**

**DIRECTOR  
DIEGO RAMIREZ  
Ingeniero de Intervenciones de Pozos  
Equión Energía Ltda.**

**CO-DIRECTOR  
ERVIN ARANDA ARANDA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA PETRÓLEOS**

**NEIVA**

**2014**

**Nota De Aceptación:**

---

---

---

---

---

---

---

---

Firma Calificador 1

---

Firma Calificador 2

Neiva, 19 de Febrero del 2014

## **AGRADECIMIENTOS**

*Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida, por ser quien ha guiado siempre mis pasos, bendiciéndome cada día y permitiéndome haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional.*

*A mi mamá, Myriam Pimentel, por ser el pilar más importante, por haberme dado su fuerza y apoyo incondicional que me han ayudado y llevado hasta donde estoy ahora.*

*Al ingeniero Diego Ramírez, Ingeniero de intervenciones de pozos de Equión Energía Ltda. y director de este proyecto, por la orientación, el seguimiento y la supervisión continua del mismo.*

*Al profesor Ervin Aranda Aranda, decano de la facultad de Ingeniería de la Universidad Surcolombiana y codirector del proyecto, por sus valiosos aportes y colaboración para el desarrollo del mismo.*

*A todos ellos, muchas gracias.*

**Karla Vanessa Pedroza Pimentel**

*Quiero dedicar este trabajo en primer lugar a Dios, por regalarme la vida, y por permitirme culminar con éxito esta etapa como profesional.*

*A mi mamá Rocío Sánchez y a mi hermano Carlos Andrés Santos por ser mi apoyo y mi fuerza en mis éxitos, pero también en mis fracasos.*

*Al ingeniero Diego Ramírez, y al Ingeniero Ervin Aranda por haber sido las guías de este proyecto.*

*A mi compañera y amiga Karla, por la paciencia, la dedicación y la perseverancia en la realización de este trabajo.*

*A todos ellos, muchas gracias.*

**Edna Brigitte Santos Sánchez**

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
RESUMEN	13
INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES	16
1.1 GENERALIDADES TÉCNICAS	16
1.1.1 Métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR)	16
1.1.2 Tipos de desplazamiento	16
1.1.2.1 Desplazamiento Miscible	16
1.1.2.2 Desplazamiento Inmiscible	17
1.1.3 Inyección de gas a alta presión	17
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO CUSIANA	18
1.2.1 Ubicación geográfica	18
1.2.2 Generalidades de los yacimientos	19
1.2.3 Antecedentes del campo Cusiana	20
1.2.4 Antecedentes geológicos	22
1.2.4.1 Yacimiento M1	22
1.2.4.2 Yacimiento B1	24
1.2.4.3 Yacimiento G1	26
1.2.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS GENERALES DE M1, B1 Y G1	28
2. POZOS DE INTERÉS	30
2.1 POZO CUS 1	30
2.1.1 Datos de Yacimientos	30
2.1.2 Estado Mecánico	30
2.1.3 Registros	33
2.2 POZO CUS 2	34
2.2.1 Datos de Yacimientos	34
2.2.2 Estado Mecánico	34
2.2.3 Registros	37
3 HERRAMIENTA DE CHOQUES DE FONDO	38
3.1 PROVEEDOR 1	39
3.1.1 Empaque	39
3.1.1.1 Características y beneficios	39

3.1.1.2	Procedimiento de operación	40
3.1.2	Niples de asentamiento	41
3.1.2.1	Características y Beneficios	42
3.1.2.2	Aplicación.	42
3.1.2.3	Mantenimiento	42
3.1.3	Choques de Fondo	42
3.1.3.1	Características y Beneficios	43
3.1.3.2	Procedimiento de Operación:	44
3.2	PROVEEDOR 2	45
3.2.1	Empaque	45
3.2.1.1	Aplicación	45
3.2.1.2	Características y beneficios	46
3.2.2	Choque de fondo	47
3.2.2.1	Aplicaciones	47
3.2.2.2	Características	47
3.2.2.3	Operaciones	48
3.3	PROVEEDOR 3	48
3.3.1	Empaque	49
3.3.3	Choque de fondo	51
3.3.3.1	Procedimiento de Operación	52
4	MÉTODOS DE INSTALACIÓN DE CHOQUES	53
4.1	OPERACIONES CON SLICKLINE	53
4.2	OPERACIONES CON WIRELINE	54
4.3	OPERACIONES CON COILED TUBING	58
5	EVALUACIÓN TÉCNICA	63
5.1	POZO CUS 1	63
5.1.1	Objetivos	63
5.1.2	Requerimientos	64
5.1.3	Justificación	64
5.1.4	Aspectos críticos a tener en cuenta para el pozo CUS 1	65
5.1.5	Registros a tomar	66
5.1.6	Determinación del tamaño del orificio basado en análisis nodal.	66
5.1.7	Selección del proveedor del choque.	68

5.2	POZO CUS 2	69
5.2.1	Objetivo	70
5.2.2	Requerimiento	70
5.2.3	Justificación	71
5.2.4	Aspectos Críticos	71
5.2.5	Registro a tomar del pozo CUS 2	71
5.2.6	Determinación del tamaño del orificio basado en Análisis Nodal	72
5.2.7	Selección del proveedor del Choque	72
6.	EVALUACIÓN FINANCIERA	74
6.1	CRITERIOS DE EVALUACION FINANCIERA DE PROYECTOS	74
6.1.1	Valor Presente Neto (VPN)	74
6.1.2	Eficiencia Financiera (EF)	74
6.1.3	Tasa Interna de Retorno (TIR).	74
6.2	ANÁLISIS ECONÓMICO	76
6.2.1	Pozo CUS 1	76
6.2.2	Pozo CUS 2	82
	6.2.2.1 Opción 1. Corrida de herramientas con equipo Wireline	85
	6.2.2.2 Opción 2. Corrida de herramientas con equipo Wireline-Coiled Tubing	89
6.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS	93
6.3.1	Pozo CUS 1	93
6.3.2	Pozo CUS 2	94
7.	CONCLUSIONES	97
8.	RECOMENDACIONES	99
9.	BIBLIOGRAFÍA	100
	ANEXOS	101
	GLOSARIO	122

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Composición del gas de inyección Campo Cusiana	21
Tabla 2. Propiedades petrofísicas de los tres yacimientos del Campo Cusiana.	28
Tabla 3. Datos de yacimiento Pozo CUS 1	30
Tabla 4. Especificaciones del wellbore en yacimientos B1 y G1 Pozo CUS 1	30
Tabla 5. Información general Pozo CUS 1	30
Tabla 6. Datos de configuración mecánica actual Pozo CUS 1	32
Tabla 7. Datos de yacimientos Pozo CUS 2	34
Tabla 8. Especificaciones del wellbore en yacimientos B1 y G1 Pozo CUS 2	34
Tabla 9. Información general Pozo CUS 2	34
Tabla 10. Datos de configuración mecánica actual Pozo CUS 2	36
Tabla 11. Dimensiones del Choque de Fondo del PROVEEDOR 1	44
Tabla 12. Dimensiones del Empaque Recuperable PROVEEDOR 2	46
Tabla 13. Ensamblaje del Choque de fondo PROVEEDOR 3 - Configuración OD de 3 pulgadas.	49
Tabla 14. Dimensiones del Niple de Asentamiento PROVEEDOR 3	51
Tabla 15. Dimensiones del Choque de Fondo PROVEEDOR 3	52
Tabla 16. Intervalos perforados en el yacimiento M1 Pozo PRO 2	64
Tabla 17. Registro a tomar Pozo CUS 1	66
Tabla 18. Resultados de la simulación para un choque con diámetro de 0.5"	66
Tabla 19. Resultados de la simulación para un choque con diámetro de 0.4"	67
Tabla 20. Resultados de la simulación para un choque con diámetro de 1"	67
Tabla 21. Tabla de resultados de la simulación para un choque con diámetro de 0.55".	68
Tabla 22. Parámetros de selección de los proveedores para el Pozo CUS 1	68
Tabla 23. Intervalos perforados en yacimiento B1 Pozo CUS 2	70
Tabla 24. Intervalos perforados en yacimiento G1 Pozo CUS 2	70
Tabla 25. Registro a tomar Pozo CUS 2	71
Tabla 26. Tabla de resultados de la simulación para un choque con diámetro de 1.4".	72
Tabla 27. Parámetros de selección del proveedor Pozo CUS 2	73
Tabla 28. Costos generales de operación asentamiento Choque de Fondo	76
Tabla 29. Costos de herramienta Choque de Fondo de cada proveedor	76
Tabla 30. Actividades y tiempos de instalación con Wireline del Choque de Fondo del PROVEEDOR 2 en el Pozo CUS 1	77



Tabla 31. Costos de instalación con Wireline del Choque de Fondo del PROVEEDOR 2 en el Pozo CUS 1	77
Tabla 32. Distribución de producción incremental mensual y anual Pozo CUS 1	78
Tabla 33. Indicadores económicos evaluación a 3 años Pozo CUS 1	80
Tabla 34. Flujo de caja a 3 años Pozo CUS 1	80
Tabla 35. Resultados evaluación económica a 3 años Pozo CUS 1	81
Tabla 36. Indicadores económicos evaluación 1 año Pozo CUS 1	81
Tabla 37. Flujo de caja a 1 año Pozo CUS 1	81
Tabla 38. Resultados evaluación económica a 1 año Pozo CUS 1	82
Tabla 39. Distribución de reservas incrementales mensual y anual Pozo CUS 2	83
Tabla 40. Actividades y tiempos de instalación con Wireline del Choque de Fondo del PROVEEDOR 1 en el Pozo CUS 2	85
Tabla 41. Costos de instalación del Choque de Fondo del PROVEEDOR 1 en el Pozo CUS 2 – Opción 1	85
Tabla 42. Indicadores económicos evaluación a 3 años Pozo CUS 2 – Opción 1	86
Tabla 43. Flujo de caja a 3 años Pozo CUS 2 – Opción 1	86
Tabla 44. Resultados evaluación económica a 3 años Pozo CUS 1 – Opción 1	87
Tabla 45. Indicadores económicos evaluación a 1 año Pozo CUS 2 – Opción 1	87
Tabla 46. Flujo de caja a 1 año Pozo CUS 2 – Opción 1	88
Tabla 47. Resultados evaluación económica a 1 año Pozo CUS 2 – Opción 1	89
Tabla 48. Actividades y tiempos de instalación con Wireline y Coiled Tubing del Choque de Fondo del PROVEEDOR 1 en el Pozo CUS 2 – Opción 2	89
Tabla 49. Costos de instalación con Wireline y Coiled Tubing del Choque de Fondo del PROVEEDOR 1 en el Pozo CUS 2 – Opción 2	90
Tabla 50. Indicadores económicos evaluación a 3 años Pozo CUS 2 – Opción 2	90
Tabla 51. Flujo de caja a 3 años Pozo CUS 2 - Opción 2	91
Tabla 52. Resultados evaluación económica a 3 años Pozo CUS 1 - Opción 2	91
Tabla 53. Indicadores económicos evaluación a 3 años Pozo CUS 2 – Opción 2	92
Tabla 54. Flujo de caja a 1 año Pozo CUS 2 - Opción 2	92
Tabla 55. Resultados evaluación económica a 1 año Pozo CUS 2 - Opción 2	93
Tabla 56. Resultados evaluación económica Pozo CUS 1	93
Tabla 57. Resultados evaluación económica Pozo CUS 2 - Opción 1	94
Tabla 58. Resultados evaluación económica Pozo CUS 2 - Opción 2	95
Tabla 59. Resultados técnicos y económicos Pozos CUS 1 y CUS 2	96
Tabla 60. Distribución de caudales en yacimientos B1 y G1	97
Tabla 61. Configuración de choques de fondo seleccionados Pozos CUS 1 y CUS 2	97

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Localización geográfica del Campo Cusiana	19
Figura 2. Afloramiento analógico con marcas de oxidación asociadas a fluir en dos direcciones.	21
Figura 3. Mapa estructural del yacimiento M1 del Campo Cusiana	23
Figura 4. Mapa estructural del yacimiento B1 del Campo Cusiana.	25
Figura 5. Mapa estructural del yacimiento G1 Campo Cusiana.	27
Figura 6. Registro Gamma Ray y principales propiedades petrofísicas de los tres yacimientos del Campo Cusiana	29
Figura 7. Estado mecánico del Pozo CUS 1.	31
Figura 8. Registros corridos en el Pozo CUS 1.	33
Figura 9. Estado mecánico del Pozo CUS 2	35
Figura 10. Registros corridos en Pozo CUS 2	37
Figura 11. Empaque del PROVEEDOR 1	39
Figura 12. Niple de Asentamiento del PROVEEDOR 1	41
Figura 13. Choque de Fondo del PROVEEDOR 1	43
Figura 14. Empaque del PROVEEDOR 2	45
Figura 15. Choque de Fondo del PROVEEDOR 2	47
Figura 16. Ensamblaje del PROVEEDOR 3 para bajar el Choque de Fondo.	48
Figura 17. Empaque del PROVEEDOR 3	49
Figura 18. Niple de Asentamiento del PROVEEDOR 3	50
Figura 19. Choque de fondo del PROVEEDOR 3	51
Figura 20. Equipo de Wireline en superficie	55
Figura 21. Dispositivo de medición de Wireline	56
Figura 22. Indicador de peso de Wireline	56
Figura 23. Carrete de Wireline	57
Figura 24. Polea de Wireline	57
Figura 25. Caja empaquetadora de Wireline	58
Figura 26. Montaje de la Unidad de Coiled Tubing	59
Figura 27. Cabezal inyector de Coiled Tubing	60
Figura 28. Carrete de Coiled Tubing	60

Figura 29. Cabina de control de Coiled Tubing	60
Figura 30. Fuente de alimentación de Coiled Tubing	60
Figura 31. Puntos de deformación plástica del Coiled Tubing	62
Figura 32. Parámetros de evaluación económica EQUIÓN	75

## LISTA DE GRÁFICAS

	<b>Pág.</b>
Gráfica 1. Producción histórica y distribución de producción incremental para 3 años Pozo PRO 1	79
Gráfica 2. Producción histórica y distribución de producción incremental para 3 años Pozo PRO 2	79
Gráfica 3. Comportamiento del flujo de caja a 3 años Pozo CUS 1	80
Gráfica 4. Comportamiento del flujo de caja a 1 año de producción Pozo CUS 1	82
Gráfica 5. Producción histórica y distribución de producción incremental para 3 años Pozo PRO 10	84
Gráfica 6. Producción histórica y distribución de producción incremental para 3 años Pozo PRO 11	84
Gráfica 7. Comportamiento del flujo de caja a 3 años Pozo CUS 2 – Opción 1	87
Gráfica 8. Comportamiento del flujo de caja a 1 año Pozo CUS 2 – Opción 1	88
Gráfica 9. Comportamiento del flujo de caja a 3 años Pozo CUS 2 - Opción 2	91
Gráfica 10. Comportamiento del flujo de caja a 1 año Pozo CUS 2 - Opción 2	93

## RESUMEN

**TÍTULO:** “VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA APLICACIÓN DE CHOQUES DE FONDO PARA GAS CONFORMANCE A LOS POZOS CUS 1 Y CUS 2 EN CAMPO CUSIANA”

**AUTOR:** EDNA BRIGITTE SANTOS SÁNCHEZ  
KARLA VANESSA PEDROZA PIMENTEL

**PALABRAS CLAVES:** Análisis nodal, Campo Cusiana, Choques de fondo, Gas natural Seco, Inyección selectiva.

### DESCRIPCIÓN

La inyección de gas natural seco en Cusiana es utilizada actualmente como método de recobro secundario del campo. Así mismo, este proceso, ha resultado ineficiente en algunas zonas debido a las marcadas diferencias petrofísicas que presentan los dos yacimientos implicados en el proceso: B1 y G1, generando una inyección preferencial en G1, considerándose así la tecnología de los choques de fondo como solución a la problemática presentada actualmente.

Con el fin de evaluar la viabilidad de la instalación de esta tecnología en dos pozos del campo (CUS 1 y CUS 2), se realizó el presente estudio consistente en la determinación de la viabilidad técnica y económica basado en un análisis nodal realizado a través del software “WellFlo” de la empresa Weatherford, el cual determinó los parámetros necesarios para seleccionar el tamaño adecuado del choque, partiendo de las opciones ofrecidas por tres diferentes proveedores con sus respectivos métodos de instalación. Esto, con el fin de lograr la inyección selectiva de gas natural seco en las proporciones requeridas mediante el ajuste de la presión de inyección y el diámetro interno de la herramienta, a partir del caudal definido a inyectar.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, con la marcada tendencia al aumento del precio del barril de petróleo, se ha visto la necesidad de buscar alternativas que incentiven al aumento de la producción de hidrocarburos. Colombia se posiciona como un país con grandes expectativas en la producción en América Latina, pero la mayoría de los yacimientos existentes, se encuentran en etapa de declinación, lo que trae como consecuencia una disminución de la producción, llevando a la necesidad de recurrir a procesos o técnicas que permitan aumentar y sostener la energía del yacimiento. Una de éstas técnicas es la inyección de gas natural seco, que incrementa la presión y por ende la energía del yacimiento.

Específicamente en el Campo Cusiana se lleva a cabo este tipo de recobro secundario, en tres yacimientos con propiedades petrofísicas muy diferentes. El problema radica en que el caudal de gas natural seco que se está inyectando, se está yendo por una formación en particular, lo cual ha disminuido la eficiencia del proceso en la formación que no está recibiendo el suficiente caudal de gas a las condiciones requeridas.

Es por lo anterior que la empresa operadora del campo se ha visto obligada a idear nuevas estrategias para optimizar el proceso de inyección. Una de estas, es la **Inyección Selectiva** entre dos formaciones, que se lleva a cabo mediante la utilización de nuevas herramientas que permitan realizar este proceso. En este caso se consideraron los **Choques de fondo**, los cuales están evaluados técnica y económicamente en el presente trabajo determinándose así los parámetros adecuados para lograr su mayor eficiencia en su aplicación a dos pozos inyectoros del campo Cusiana.

Estos dos pozos inyectoros fueron escogidos a criterio de los Ingenieros de Yacimientos, debido a que se consideran de vital importancia en el campo y están presentando problemas de inyección preferencial en G1 a causa de la diferencia en las propiedades petrofísicas de los yacimientos, restringiendo gran parte del caudal a B1. Por esta razón, el yacimiento B1 no está siendo drenado satisfactoriamente ya que se está perdiendo el soporte de presión brindada por la inyección de gas; por lo que se propuso restringir el caudal en G1 con el uso de choques de fondo para controlar el gas y re direccionar el camino de inyección por B1 en las proporciones determinadas.

El principio de diseño de éste sistema se sustenta en la idea de que al escoger los parámetros adecuados tales como: tamaño y diámetro de apertura del choque de fondo, y la presión de inyección a partir del caudal requerido, se puede lograr una eficiencia en el proceso de recobro que permita distribuir correctamente el caudal

de gas en los dos yacimientos, evitando el flujo preferencial que se presenta actualmente.

Es también fundamental tener en cuenta que la selección del choque debe ser evaluada de manera cuidadosa en términos de facilidades operativas, tiempos, costos y riesgos en la instalación, lo cual, relacionándolo a los parámetros mencionados hace que se obtenga como resultado un conjunto más sólido, eficiente y con menos limitaciones, que asegure mejores resultados en cuanto a mantenimiento, producción y que posteriormente pudiera extenderse a otros pozos del campo.

# 1. GENERALIDADES

## 1.1 GENERALIDADES TÉCNICAS

**1.1.1 Métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR).** Los métodos de recuperación mejorada de petróleo EOR (*Enhanced Oil Recovery*) han sido utilizados por décadas en la industria del petróleo con la finalidad de incrementar la productividad de los yacimientos petrolíferos. Éstos se basan en la inyección a presión de un fluido o mezcla de fluidos (fase líquida y/o gas) al yacimiento con la finalidad de recuperar su presión inicial, creando en forma artificial las condiciones para la producción del petróleo que aún se encuentra atrapado.

Los métodos más conocidos son:

- ✓ Inyección de agua
- ✓ Inyección continua de vapor
- ✓ Inyección de gas natural
- ✓ Inyección de gas inerte (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>)
- ✓ Inyección de polímeros
- ✓ Inyección de disolventes vaporizados de hidrocarburos (VAPEX)
- ✓ Segregación gravitacional asistida por vapor en pozos horizontales (SAGD)
- ✓ Inyección alterna de vapor en pozos horizontales (HASP)
- ✓ Combustión in situ

La decisión de utilizar uno o varios de los métodos dependerá del conocimiento y la información geológica, petrofísica y del comportamiento de la producción que se tenga del yacimiento candidato.

La utilización de estudios de simulación basados en este conocimiento se torna esencial. La información histórica obtenida del yacimiento se puede clasificar de acuerdo con lo siguiente:

- ✓ Propiedades físicas del petróleo y gas
- ✓ Tipo y geología del yacimiento
- ✓ Propiedades de la roca reservorio
- ✓ Disponibilidad del fluido para inyección
- ✓ Factor de recobro esperado.

### 1.1.2 Tipos de desplazamiento

**1.1.2.1 Desplazamiento Miscible.** Se define la miscibilidad por el grado de solubilidad de un fluido en otro. En los sistemas gas-líquido, la miscibilidad dependerá de la similitud química entre los fluidos, la presión y la temperatura de los sistemas. Esto implica que los hidrocarburos serán más solubles en



hidrocarburos que en soluciones acuosas. En un sistema gas-líquido a temperatura constante, la solubilidad del gas en el líquido se incrementa con el aumento de la presión. A presión constante, la solubilidad del gas decrece a medida que se incrementa la temperatura.

**1.1.2.2 Desplazamiento Inmiscible.** Los fluidos inmiscibles fluyen en dos fases distintas con una frontera de interfase entre las dos fases. La interfase representa la existencia de una tensión superficial entre los fluidos.

Algunos de los principales factores que afectan el desplazamiento inmiscible son:

- ✓ Permeabilidad relativa
- ✓ Saturación de fluido
- ✓ Estructura geométrica de los poros
- ✓ Mojabilidad
- ✓ Tensión superficial

En un proceso de recuperación de petróleo por desplazamiento inmiscible, el fluido inyectado desplaza sólo una porción del petróleo en contacto dejando una mayor saturación residual en el medio poroso.

**1.1.3 Inyección de gas a alta presión.** La inyección de gas a alta presión es un proceso **miscible**, siempre y cuando se supere la mínima presión de miscibilidad (MMP), lo que significa que el gas inyectado se mezclará con el petróleo del yacimiento para formar una fase homogénea simple. Este proceso reducirá la saturación residual de petróleo virtualmente a cero en las partes que son barridas por el fluido miscible. Aunque estos procesos son usualmente más costosos que la inyección de agua o inyección inmiscible de gas, resultan ser más favorables debido a que alcanzan eficiencias mayores que los otros métodos.

La mínima presión para desplazamiento miscible (MMP) del petróleo con gas de alta presión presenta valores cercanos a 3,000 psi, de esta manera la profundidad del yacimiento está limitada a un mínimo de 5,000 pies. Además, el petróleo debe contener suficiente cantidad de hidrocarburos intermedios (C2-C6) y debe estar sustancialmente subsaturado con respecto al gas inyectado a la presión de inyección.

La recuperación de petróleo por el proceso de inyección de gas a alta presión es una función de la presión de inyección. Los altos factores de recobro ilustrados en la literatura son obtenidos en laboratorio pero no son alcanzados en campo, debido principalmente a la baja eficiencia de barrido. Aunque un incremento en la presión incrementará la recuperación de petróleo, esto incrementará también los requerimientos del gas y los costos de inyección

## 1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO CUSIANA

El campo Cusiana está ubicado en el Departamento del Casanare, a 240 km de Bogotá. Este campo se encuentra dentro de los contratos de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena y Río Chitamina; firmado por la compañía estatal Colombiana ECOPETROL con la asociada EQUIÓN ENERGÍA LIMITED.

Fue descubierto en 1988 con el pozo Cusiana-1, productor de gas y aceite volátil proveniente del yacimiento M1. El potencial del campo se conoció en 1991 con la producción de petróleo, condensado y gas en una sección de 1000 pies de los yacimientos M1, B1 y G1, con la perforación de los pozos Cusiana-2A y Buenos Aires-1.

El yacimiento es de aceite volátil, con un mecanismo de recobro secundario consistente en la inyección miscible de gas con el fin de mejorar la producción.

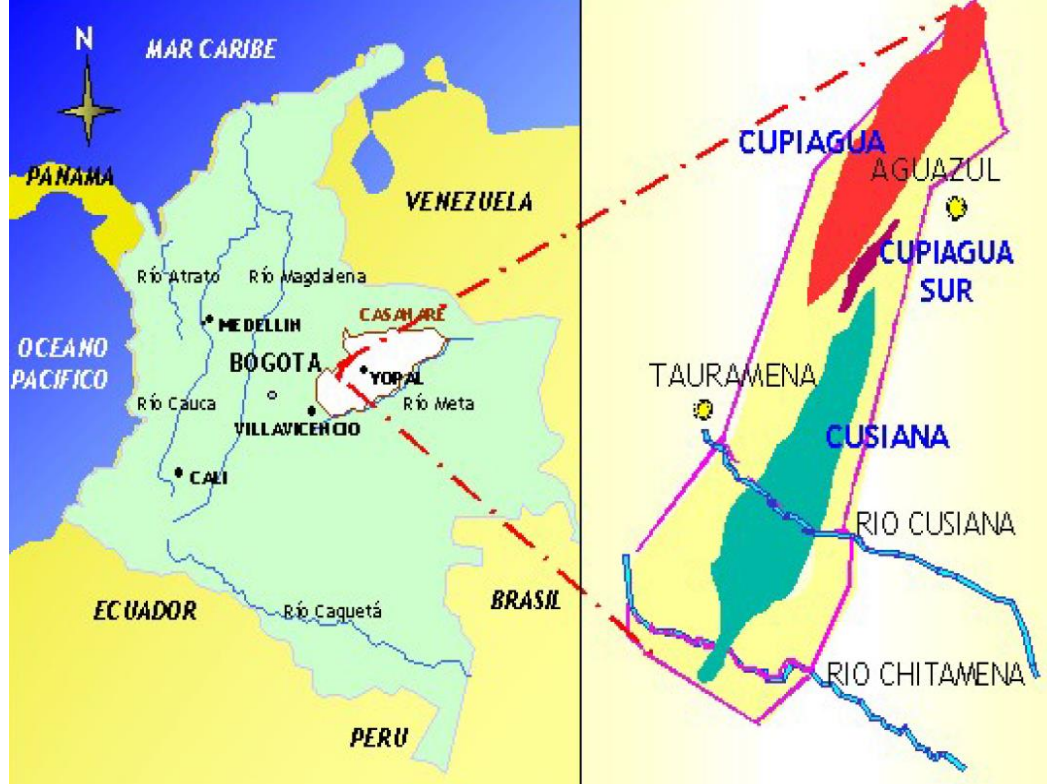
Se encuentra en el Piedemonte Llanero colombiano. Allí se explota el crudo que lleva su nombre y cuyas características de calidad son 42° API y 0.11% de azufre.

La geología estructural del campo Cusiana consiste en un anticlinal asimétrico con dirección SW-NE. Los yacimientos buzan aproximadamente entre 6 y 8 grados, sin la presencia de fallas mayores que puedan aislar la capa de gas o el acuífero que se encuentra debajo de la estructura, con respecto a la columna de hidrocarburos

La producción actual en promedio es de 16,000 barriles por día (reporte a Diciembre del 2013). Las operaciones de exportación son llevadas a cabo en el puerto de Coveñas por la TLU2 (Terminal Loading Unit 2) la cual está habilitada para cargar hasta un millón cien mil barriles por buque, a una rata de bombeo de hasta 60,000 barriles por hora.

**1.2.1 Ubicación geográfica.** El campo Cusiana está ubicado en las estribaciones de la Cordillera Oriental. Su altura sobre el nivel del mar varía entre 270 y 550 m. Este campo tiene una extensión aproximada de 150 km<sup>2</sup> en jurisdicción de los municipios de Aguazul y Tauramena. (*Ver Figura 1*).

**Figura 1.** Localización geográfica del Campo Cusiana



Fuente. EQUION ENERGIA LTDA

**1.2.2 Generalidades de los yacimientos.** Cusiana es un campo de 3 yacimientos apilados (M1, B1 y G1) que contienen crudo volátil con una rica capa de gas en la parte superior. Después de una década de re-inyección del gas en la cresta del principal yacimiento M1, la composición del fluido ha cambiado como resultado de la inyección/producción.

El marco estático de este yacimiento altamente heterogéneo también ha cambiado. Por ejemplo, las pequeñas fallas que a condiciones iniciales funcionaban como sello ahora permiten el paso de fluidos, y las fracturas que solían ser pasivas, se han reactivado en la actualidad.

La estrategia inicial de la inyección miscible de gas en M1 ha entregado hasta ahora un factor de recobro (FR) del 50%, con crudo remanente en áreas de difícil acceso en capas de roca de baja calidad, y ubicadas entre los pozos productores y los inyectores. En los yacimientos B1 y G1, la inyección inicial de agua proporcionó exitosamente un soporte de presión pero no fue suficiente para barrer el crudo esperado (FR= 25%)

Una estrategia fue diseñada para recuperar el crudo adicional mediante la inyección de gas en determinados puntos a las formaciones más profundas y el flanco de la estructura, inyectando bajos caudales de gas en los puntos de inyección distribuidos. Esta estrategia fue basada en una sinergia entre los tres yacimientos, los cuales permitieron conversiones de pozos, la rehabilitación y puesta en marcha de 9 pozos para ser inyectores o productores y la conversión de 10,5 km de líneas de flujo de inyección de agua a inyección de gas.

Después de la implementación del 40% de la estrategia, para finales del 2005, 1,8 MMSTB de crudo incremental habían sido recuperados, reduciendo la tasa de declinación mensual de crudo del campo a la mitad. Este éxito ha impulsado la continuación de la estrategia de redistribución de la inyección de gas desde el 2006.

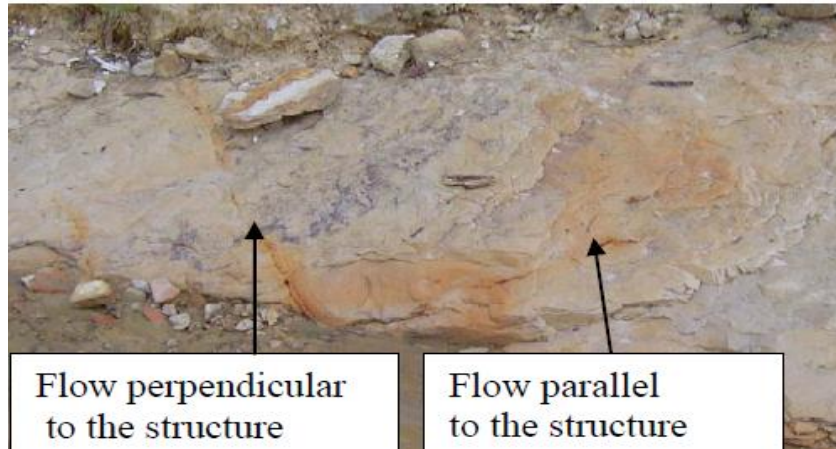
**1.2.3 Antecedentes del campo Cusiana.** La inyección de gas, agua y otros mecanismos de drenaje se implementaron en las diferentes áreas o formaciones para desarrollar el campo Cusiana. A partir de estas estrategias, la inyección cíclica de gas ha proporcionado el factor de recobro más alto debido al proceso de desplazamiento miscible.

Sin embargo, la irrupción del gas antes de tiempo ha generado digitación en los yacimientos, dejando áreas de petróleo sin barrer y disminuyendo la efectividad de este mecanismo de recobro mejorado. Además, la irrupción de agua afecta la capacidad de levantamiento e incluso ha causado pérdida de algunos pozos productores. Este efecto de canalización se cree que es una consecuencia de la heterogeneidad del yacimiento.

La heterogeneidad se ha estudiado teniendo en cuenta la interacción simultánea de muchos elementos estratigráficos y estructurales en diferentes escalas. Estas características hacen del campo Cusiana un conjunto de yacimientos altamente heterogéneos (*Ver Figura. 2*).

La estrategia inicial de la inyección de gas en la cresta de la estructura y la ubicación de los pozos productores en los flancos inferiores llevó a un factor de recobro de crudo de 50% en la formación M1 para el año 2005. A pesar de eso, el mecanismo de recobro se ha vuelto menos efectivo con el tiempo. La falta de flexibilidad en el esquema de inyección de gas (pozos y líneas de flujo) ha incrementado el efecto de heterogeneidad y promovido la creación de canales definidos para la inyección.

**Figura 2.** Afloramiento analógico con marcas de oxidación asociadas a flujos en dos direcciones.



*Fuente. SPE-103593 Gas-Injection Redistribution Revitalizes a Mature Volatile Oil Cusiana Field Case Study.*

El petróleo remanente es ahora de difícil acceso desde la configuración existente de pozos y el incremental de reservas no es suficiente para ejecutar Sidetracks o nuevas campañas de perforación, debido a los altos costos asociados en un ambiente desafiante para la perforación.

A continuación se presenta la composición del gas inyectado en el campo Cusiana, ésta composición no varía en gran proporción con la profundidad. (Ver *Tabla 1*)

**Tabla 1.** Composición del gas de inyección Campo Cusiana

Componente	Fórmula	Porcentaje Molar (%)
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0.36
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	0.00
Metano	CH <sub>4</sub>	79.07
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	11.88
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	5.81
I-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.13
N-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.24
I-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.27
N-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.18
Hexanos Plus	C <sub>6</sub> +	0.07
<b>TOTAL</b>		<b>100.00</b>

*Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LTDA.*

## 1.2.4 Antecedentes geológicos

**1.2.4.1 Yacimiento M1.** Corresponde a un yacimiento clástico compuesto principalmente por cuarzoarenitas limpias. Se ha subdividido en 2 principales miembros separados entre sí por una discontinuidad ocurrida en el Eoceno medio.

El yacimiento M1 inferior fue depositado durante el Eoceno Temprano en un ambiente fluvial y estacionalmente pantanoso. En cambio, el yacimiento M1 superior fue depositado durante el Eoceno tardío en una sucesión de ambientes fluviales con influencia marina en la base.

Aparte de la discordancia que divide los dos miembros principales de M1, la conectividad vertical del yacimiento es buena. Sin embargo, los procesos deposicionales y diagenéticos llevados a cabo han causado fuertes variaciones en la calidad del yacimiento en las capas y entre ellas. Esta heterogeneidad en la promueve el alto flujo de fluidos en una fracción de la capa, mientras que la otra fracción permanece sin barrer.

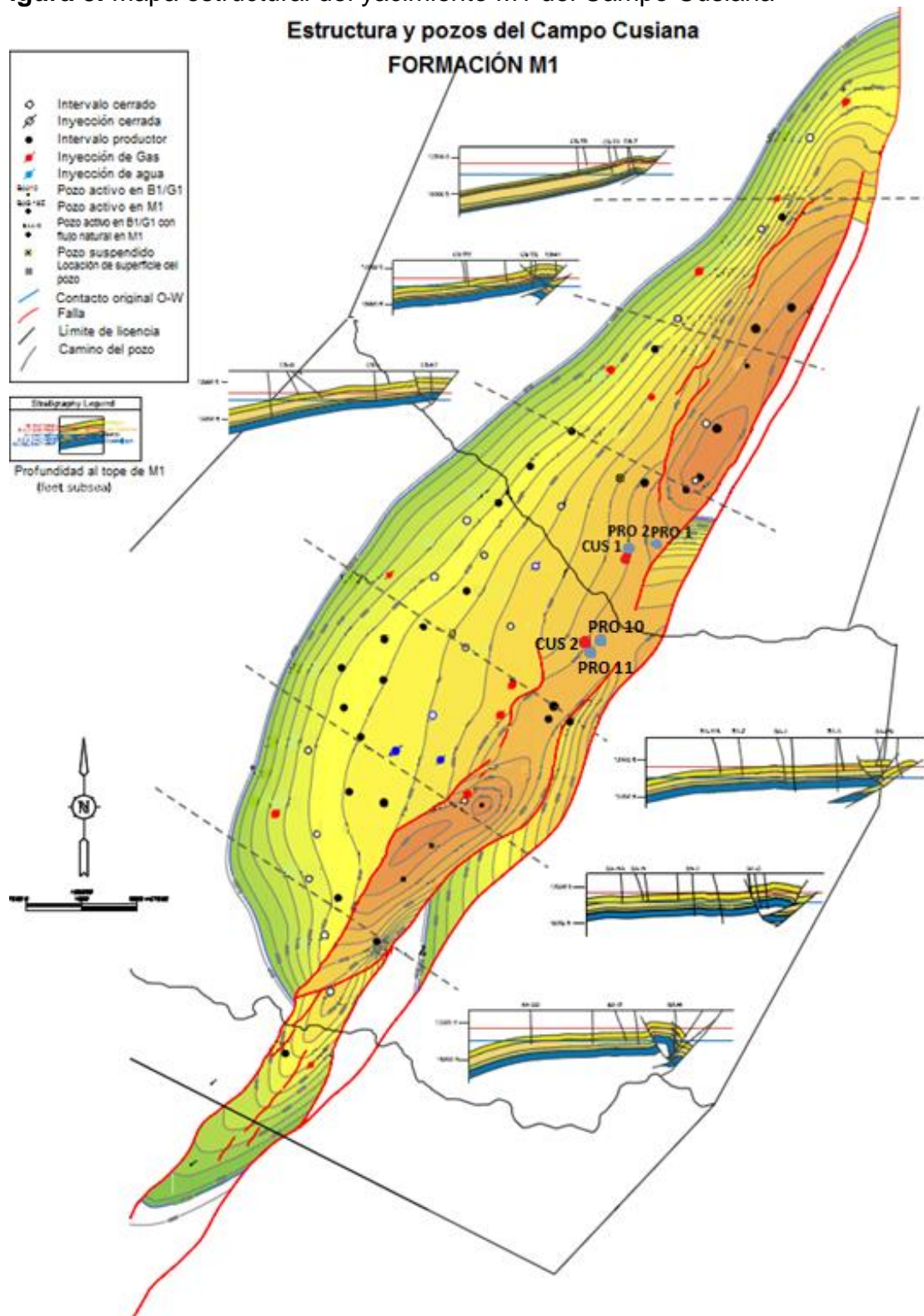
En la parte superior de la heterogeneidad de la matriz, existen muchos sistemas de fracturas en el yacimiento, asociados con los procesos de plegamiento y fallamiento que formaron la actual estructura de Cusiana. Estas fracturas no tienen una capacidad de almacenamiento significativa y no representan una capacidad importante de flujo del yacimiento al pozo.

Las fracturas estudiadas en diferentes corazones muestran superficies irregulares suavemente, resultado de la poca o nula transmisibilidad a través de las éstas.

Por otro lado, el flujo de fluido a lo largo de las fracturas puede ser extremadamente alto comparado con un flujo en una matriz regular. Este fenómeno incrementa su importancia en un campo maduro, donde la producción/inyección dinámica puede reactivar canales de fracturas, generando tendencia a la digitación.

En la Figura 3. se observa el mapa estructural del yacimiento M1 y la ubicación de los pozos de interés: Pozos CUS 1 y CUS 2 con sus respectivos pozos afectados, PRO 1, PRO 2, y PRO 10, PRO 11.

**Figura 3.** Mapa estructural del yacimiento M1 del Campo Cusiana



Fuente. EQUION ENERGÍA LTDA.



**1.2.4.2 Yacimiento B1.** El yacimiento B1 está principalmente compuesto por areniscas cuarzosas con hasta un 10% de caolinita, la cual degrada la calidad de la roca con el tiempo. Esta fue depositada durante el Paleoceno temprano en un ambiente fluvial con una marginal influencia marina en la base.

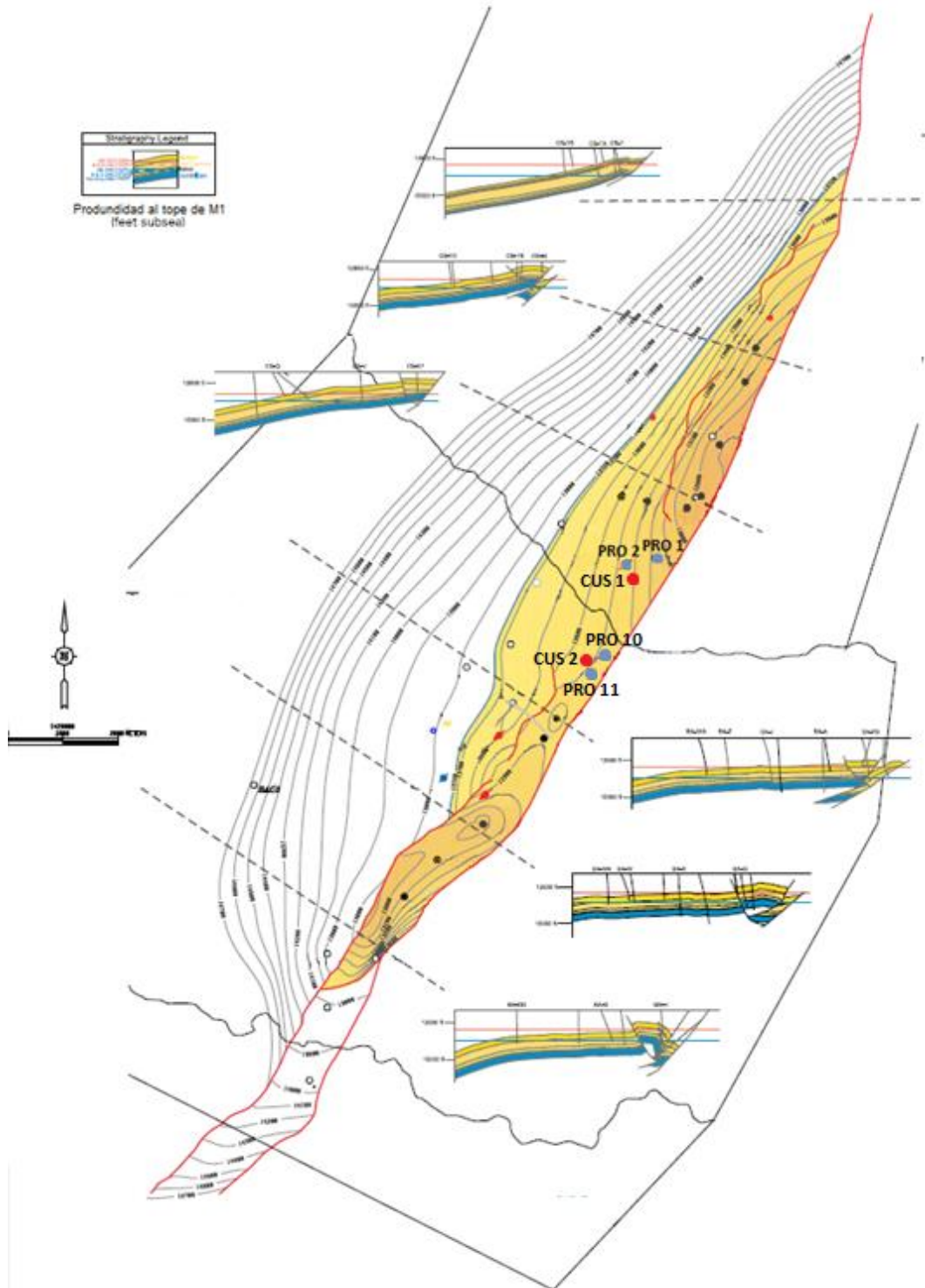
B1 ha sido dividido en cuatro unidades de flujo. La unidad de la base (B1-D) es separada de las superiores por una discordancia; sin embargo, esto no representa una barrera vertical o un deflector. Esta fue depositada en un ambiente de estuario con algunos canales desarrollados con regular a mala continuidad. B1-C y B1-B son una sucesión de canales apilados que cambian en geometría de trenzados a meandros desde la base hasta el tope.

La roca con mejor calidad es la de B1-B, en contraste con B1-C que tiene el más alto contenido de caolinita, creando una importante diferencia de permeabilidad. La unidad superior B1-A tiene de nuevo algo de influencia marina y la composición de la arenisca es sublítica (Baja calidad). Algunos canales buenos han sido preservados, pero con continuidad muy pobre.

En la Figura 4. se observa el mapa estructural del yacimiento B1 y la ubicación de los pozos de interés: Pozos CUS 1 y CUS 2 con sus respectivos pozos afectados, PRO 1, PRO 2 y PRO 10, PRO 11.



**Figura 4. Mapa estructural del yacimiento B1 del Campo Cusiana.**  
**Estructura y pozos del Campo Cusiana**  
**FORMACIÓN B1**



Fuente. EQUION ENERGÍA LTDA.

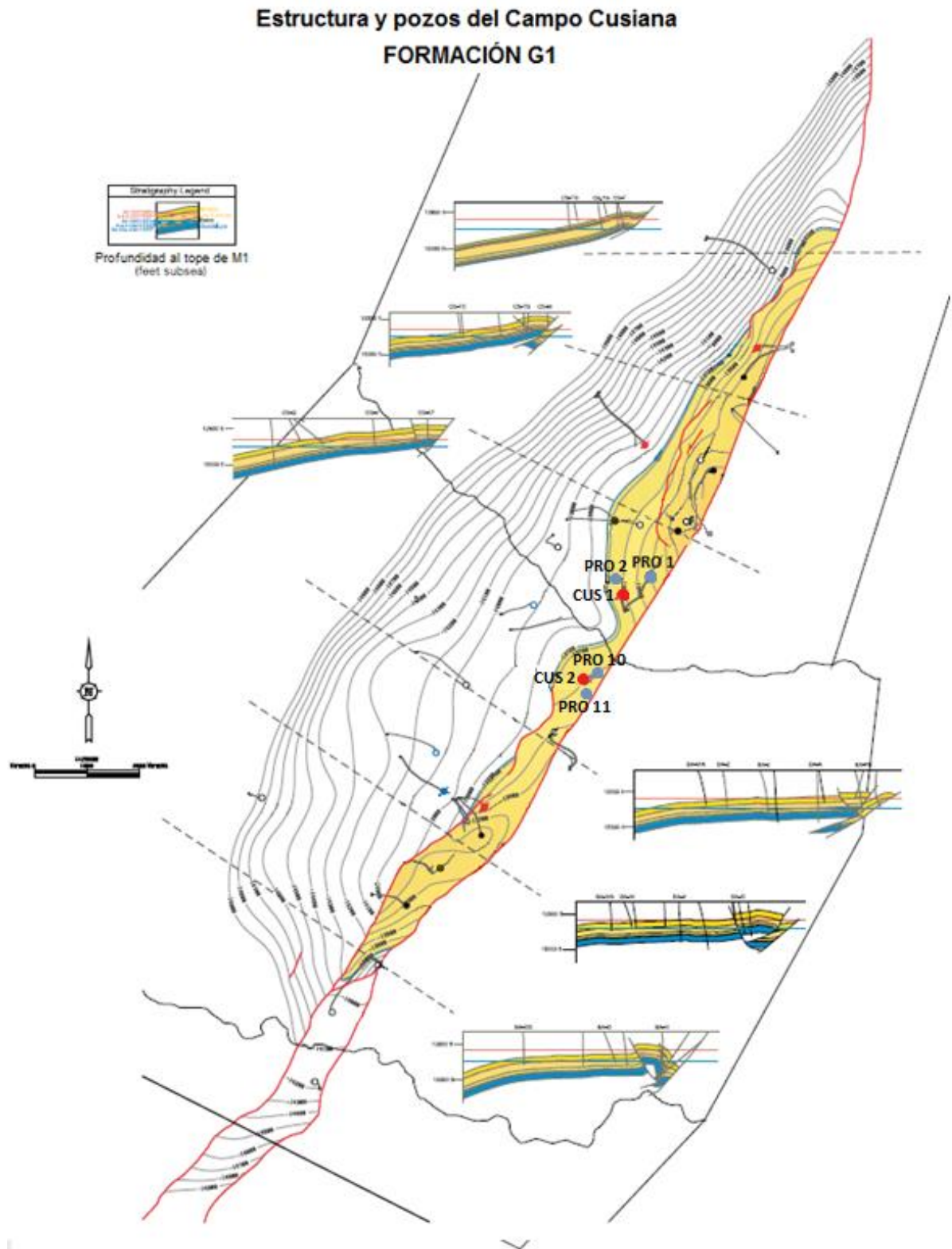
**1.2.4.3 Yacimiento G1.** El yacimiento G1 fue depositado en el Cretáceo tardío en un ambiente marino somero. G1 está compuesto por dos diferentes tipos de arenisca: Fosfática y Cuarzosa.

El yacimiento ha sido subdividido en tres unidades de flujo con areniscas fosfáticas en la parte superior e inferior y con cuarzoarenitas en el medio. La arenisca fosfática es una roca de alta calidad donde la porosidad ha sido mejorada por la disolución de fragmentos fosfáticos (como pellets, huesos de pescado, etc.). Las cuarzoarenitas, por el otro lado son muy limpias pero altamente cementadas con cuarzo, el cual reduce las propiedades petrofísicas, creando un alto contraste de permeabilidad vertical.

La influencia de las fracturas ha sido observada en el estudio del yacimiento B1 en corazones así como se realizó en M1. Sin embargo la densidad de fractura observada en los corazones disminuye hacia los yacimientos más profundos y en G1 es casi nula. El flujo es controlado principalmente por la matriz, y es por esto que la heterogeneidad de estos dos yacimientos es representada por una permeabilidad tan dispereja. Este es el por qué la mayoría de las reservas han sido drenadas del yacimiento B1-B y las areniscas fosfáticas del yacimiento G1 no han sido barridas.

En la Figura 5. se observa el mapa estructural del yacimiento G1 y la ubicación de los pozos de interés: Pozos CUS 1 y CUS 2 con sus respectivos pozos afectados, PRO 1, PRO 2 y PRO 10, PRO 11.

Figura 5. Mapa estructural del yacimiento G1 Campo Cusiana.



Fuente. EQUION ENERGÍA LTDA.

### 1.2.5 Propiedades petrofísicas generales de M1, B1 Y G1

A continuación se presenta la tabla que relaciona los tres principales yacimientos productores del campo Cusiana: M1, B1 y G1 con sus respectivas propiedades petrofísicas (Ver Tabla 2).

**Tabla 2.** Propiedades petrofísicas de los tres yacimientos del Campo Cusiana.

Parámetro	M1	B1	G1
Presión del Yacimiento (psi)	4500 – 5979	5190 – 5655	5370 – 5890
Temperatura del Yacimiento (°F)	250 – 260	255 – 270	255 – 270
Permeabilidad (mD)	50 – 300	6 – 230	10 – 600
Porosidad (%)	6.9 – 9.3	7.7 – 9.5	7.6 – 14.6
Tope del Yacimiento (ft)	12160	12880	13160
Espesor promedio de la zona de Petróleo (ft)	400	230	380
Espesor promedio de la zona de Gas (ft)	330	230 ft	60
Espesor promedio de la zona de Agua (ft)	430	170	400

Fuente. EQUION ENERGÍA LTDA.

La siguiente figura (Figura 6) muestra un registro Gamma Ray representativo de las formaciones de interés del campo Cusiana y sus respectivos miembros, junto con las principales propiedades promedio de éstos, tales como espesor, net gross, porosidad y permeabilidad.

**Figura 6.** Registro Gamma Ray y principales propiedades petrofísicas de los tres yacimientos del Campo Cusiana

FORMACIÓN	MIEMBRO	GR		PROPIEDADES PROMEDIO			
		0	150	ESPESOR	NO	POR	K
<b>M1</b>	M1 I			16 ft	28.1%	6.98 %	49 mD
	M1 II			53 ft	58.8%	7.53 %	76 mD
	M1 III			54 ft	24.3%	6.81 %	48 mD
	M1 IV			85 ft	83.8%	8.27 %	114 mD
	M1 V			41 ft	12.8 %	8.51 %	66 mD
	M1 VI			111 ft	80.7%	9.26 %	301 mD
	M1 VII			39 ft	29 %	9.37 %	304 mD
<b>C1</b>				360 ft			
<b>B1</b>	B1 I			37,4 ft	51 %	7,7 %	6 mD
	B1 II			28,6 ft	83 %	9,5 %	230mD
	B1 III			92.3 ft	72 %	7,4 %	52,8 mD
	B1 IV			64.6 ft	42 %	6,9 %	30 mD
G1 MDST				90 ft			
<b>G1</b>	G1 Fosfatos Superior			136 ft	69 %	14,6 %	200 mD
	G1 Cuarzo arenitas			181 ft	80 %	7,6 %	10 mD
	G1 Fosfatos Inferior			120 ft	61 %	12,6 %	100 mD

Fuente. EQUIÓN ENERGÍA LTDA

## 2. POZOS DE INTERÉS

### 2.1 POZO CUS 1

**2.1.1 Datos de Yacimientos.** En las Tablas 3 y 4 están consignadas algunas especificaciones de los yacimientos de interés: B1 y G1. Los datos de desviación (Survey) del pozo están consignados en el ANEXO A.

**Tabla 3.** Datos de yacimiento Pozo CUS 1

Yacimiento	Tope (ft)	Base (ft)	Kh (md-ft)	Presión (psi)	Temperatura (°F)
M1	13,702	14,441	50	3,300 ± 100	240
C1	14,441	14,426	1,5	3,600 ± 150	250
B1	14,426	14,664	4,8	4,900 ± 100	270
G1	14,664	14,832 ~ TD	7	5,200 ± 150	270

Fuente. EQUION ENERGÍA LTDA.

**Tabla 4.** Especificaciones del wellbore en yacimientos B1 y G1 Pozo CUS 1

Especificaciones	B1	G1
Radio Wellbore (in)	2.063	2.063
Total skin	60	50
Permeabilidad efectiva (mD)	60	600
Presión (psi)	5007,305	5385,305
Presión de fractura (psi)	9985, 304i	9985, 304
Mitad de perforados (ft)	14529,00	14781,11

Fuente. EQUION ENERGÍA LTDA.

**2.1.2 Estado Mecánico:** A continuación se presenta el estado mecánico para el Pozo CUS 1 (Ver Tablas 5 y 6)

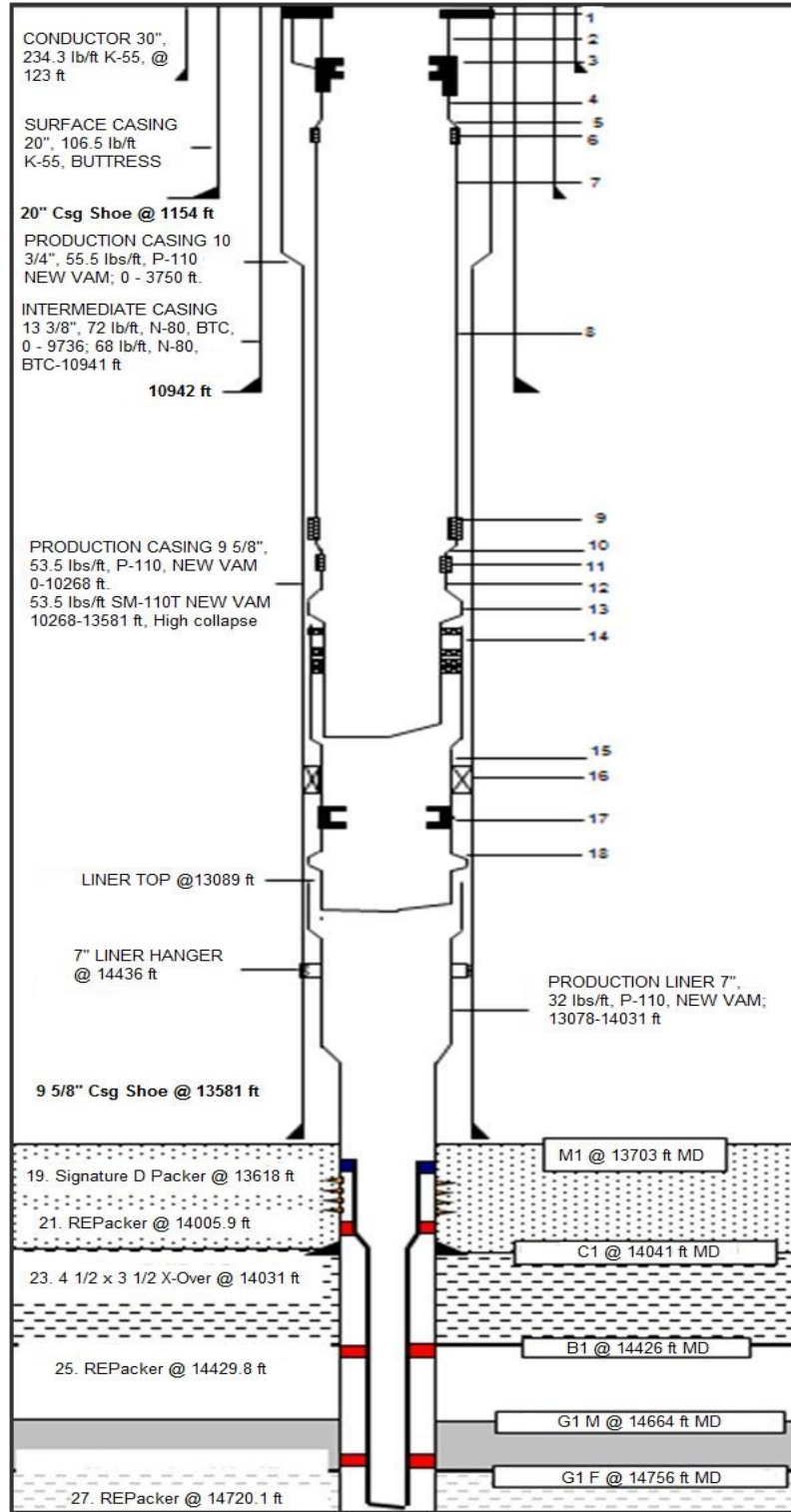
**Tabla 5.** Información general Pozo CUS 1

Tipo de pozo	Desarrollo
Estado	Inyector de gas
Nivel del suelo (ft AMSL)	1003
Nivel de mesa (ft AMSL)	971
Max inclinación (deg)	6.53 @ 14,637 ft
Max. Dogleg (deg/100 ft)	4.03 @ 4,578 ft

Fuente. EQUION ENERGÍA LTDA



Figura 7. Estado mecánico del Pozo CUS 1.



Fuente. EQUIÓN ENERGÍA LTDA

**Tabla 6.** Datos de configuración mecánica actual Pozo CUS 1

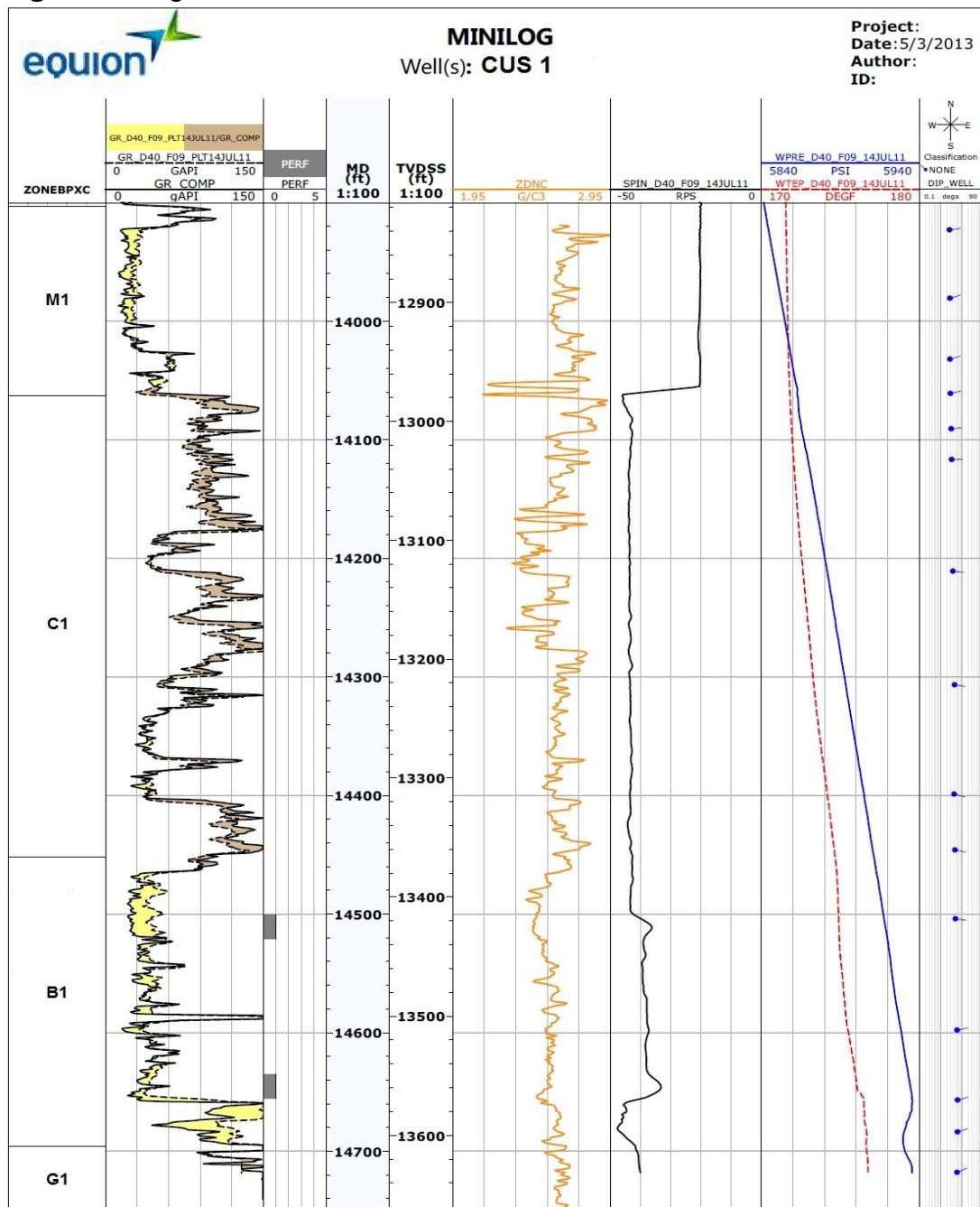
<b>Well Completion String Pozo CUS 1</b>				
	<b>Descripción</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Mínimo ID (in)</b>	<b>Tope (ft)</b>
<b>TODAS LAS PROFUNDIDADES MEDIDAS DESDE LA MESA ROTARIA</b>				
<b>1</b>	TBG HANGER 11"x7 1/16"-10 KPSI	0,91	6,245	31,9
<b>2</b>	TUBING 7", 32 LBS/FT, P-110	946,24	6,094	32,81
<b>3</b>	TRSCSSV MODEL 'TSME-6', INCONEL (NA, BS)	8,25	5,956	979,05
<b>4</b>	TUBING 7", 32 LBS/FT, P-110	53,25	6,094	987,3
<b>5</b>	CROSSOVER, 7" x 7 5/8", P-110	1,5	6,094	1.040,55
<b>6</b>	7 5/8" FLOW COUPLING	6,05	6,625	1.042,05
<b>7</b>	TUBING 7 5/8", 39 LBS/FT, L-80	2.610,88	6,625	1.048,10
<b>8</b>	TUBING 7 5/8", 39 LBS/FT, L-80	9.290,16	6,625	3.658,98
<b>9</b>	7 5/8" FLOW COUPLING	6,05	6,625	12.949,14
<b>10</b>	CROSSOVER, 7 5/8" x 7" (SP. CL.), L-80	1,63	6,094	12.955,19
<b>11</b>	7" FLOW COUPLING	5,56	6,094	12.956,82
<b>12</b>	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80	53,02	6,094	12.962,38
<b>13</b>	7" x 7.250" LOCATOR SUB	1,85	6,094	13.015,40
<b>14</b>	190-72 x 20 FT STROKE BAKER PBR	26,79	7,25	13.017,25
<b>15</b>	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80	13,59	6,094	13.044,04
<b>16</b>	194 X 6.059" BAKER MOD. 'SBT' PACKER	4,43	6,059	13.057,63
	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80	11,55	6,094	13.062,06
<b>17</b>	TYPE 'AOF' 7" LANDING NIPPLE	2,35	5,812	13.073,61
	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80	10,17	6,094	13.075,96
<b>18</b>	7" X 8.20" X 6 FT, LINER TOP LOCATOR	6,87	6,094	13.086,13
	END OF TUBING			13.093,00
	<b>Note:</b> Seals open 1.00 ft			
<b>19</b>	<b>Signature D Permanent Packer</b>	3,8	3,25	13.618,00
<b>20</b>	4 1/2", 12.6#, New Vam liner	378,96	3,992	13.621,80
<b>21</b>	4 1/2" REPacker	25,9	5,5	14.000,76
<b>22</b>	4 1/2", 12.6#, New Vam liner	5,08	3,992	14.026,66
<b>23</b>	4 1/2" x 3 1/2" X-over	4	2,992	14.031,74
<b>24</b>	3 1/2", 9.2#, Vam FJL liner	388,42	2,992	14.035,74
<b>25</b>	3 1/2" REPacker	30,63	2,992	14.424,16
<b>26</b>	3 1/2", 9.2#, Vam FJL liner	259,45	2,992	14.454,79
<b>27</b>	3 1/2" REPacker	30,91	2,992	14.714,24
<b>28</b>	3 1/2", 9.2#, Vam FJL liner	57,76	2,992	14.745,15
<b>29</b>	3 1/2" Shoe Vam FJL	1,38	1,469	14.802,90
	MÍN. ID		2,992"	

Fuente. EQUION ENERGÍA LTDA.



**2.1.3 Registros.** A continuación se presenta el registro Minilog corrido en el Pozo CUS 1 (Ver Figura 8), el cual cuenta con dos tracks correspondientes a los registros Gamma Ray y Sónico, junto con la lectura del caudal de fluidos e información de los gradientes de presión y temperatura a las profundidades de interés medidas (MD) y verticales (TVD) y

**Figura 8.** Registros corridos en el Pozo CUS 1.



Fuente. EQUIÓN ENERGÍA LTDA

## 2.2 POZO CUS 2

**2.2.1 Datos de Yacimientos.** En las Tablas 7 y 8 están consignadas algunas especificaciones de los yacimientos de interés: B1 y G1. Los datos de desviación (Survey) del pozo están consignados en el ANEXO A.

**Tabla 7.** Datos de yacimientos Pozo CUS 2

Formación	Tope (ft)	Base (ft)	Kh (md-ft)	Presión (psi)	Temperatura (°F)	Espesor neto (Ft)
G1	13970	14617	2 – 9	3800	240	200
B1	12936	13784	3.5 – 7.5	4900	235	400

Fuente. EQUION ENERGÍA LTDA.

**Tabla 8.** Especificaciones del wellbore en yacimientos B1 y G1 Pozo CUS 2

Especificaciones	B1	G1
Radio Wellbore (in)	2.063	2.063
Total skin	60	50
Permeabilidad efectiva (mD)	60	600
Presión (psi)	3800	4900
Presión de fractura (psi)	9985, 304	9985,304
Mitad de perforados (ft)	13386	14324

Fuente. EQUION ENERGÍA LTDA.

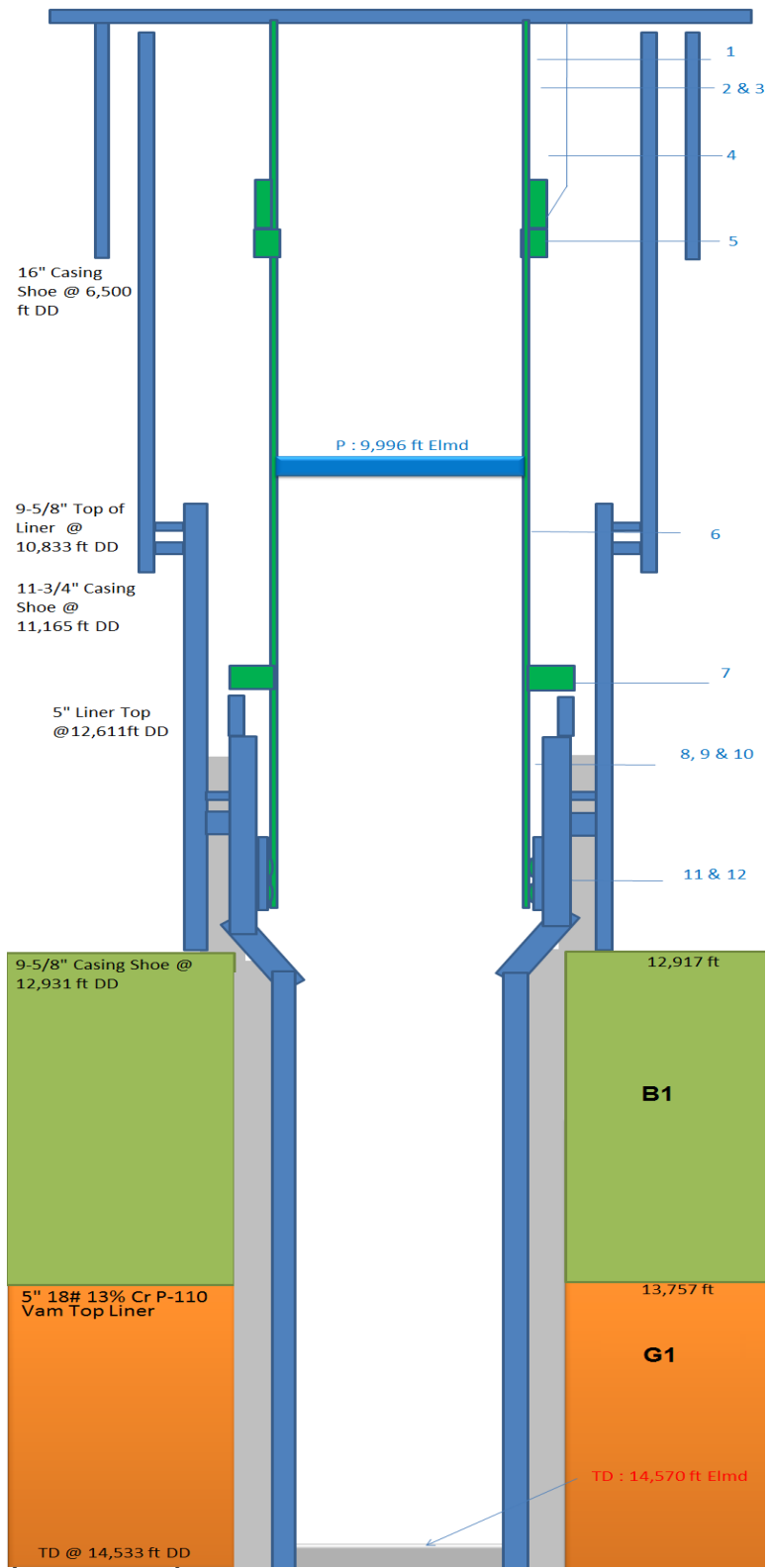
**2.2.2 Estado Mecánico:** A continuación se presenta el estado mecánico para el Pozo CUS 2 (Ver Tablas 9 y 10).

**Tabla 9.** Información general Pozo CUS 2

Tipo de pozo	Exploración
Estado	Inyector de gas
Nivel del suelo ( ft AMSL)	971
Nivel De Mesa ( ft AMSL)	1003
Max Inclinación (deg)	11.07 @ 3,950 ' md
Max. Dogleg (deg/100 ft)	4.0 @ 13,675' md.

Fuente. EQUION ENERGÍA LTDA.

**Figura 9. Estado mecánico del Pozo CUS 2**



Fuente. EQUIÓN ENERGÍA LTDA

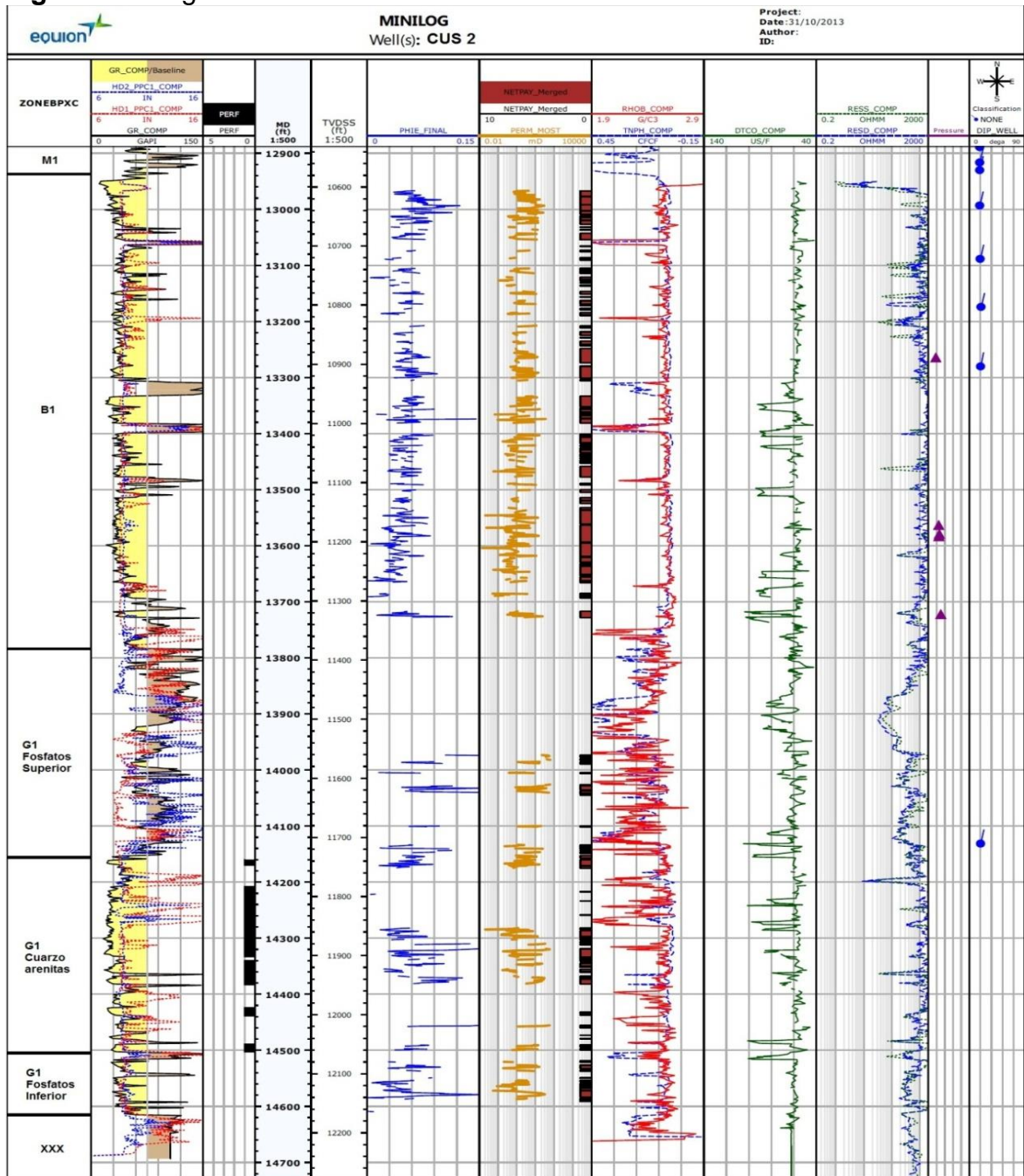
**Tabla 10.** Datos de configuración mecánica actual Pozo CUS 2

<b>Well Completion String Pozo CUS 2</b>					
	<b>Descripción</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Mínimo ID (in)</b>	<b>Máximo OD (in)</b>	<b>Tope (ft)</b>
<b>TODAS LAS PROFUNDIDADES MEDIDAS DESDE LA MESA ROTARIA</b>					
1	TBG HANGER 13-5/8" 10K x 5-1/2" Vam Top ( FMC )	0,9	4,877	13,48	36,4
	5-1/2" 26# P-110 Pup Joint	9,64	4,778	5,5	37,3
2	5-1/2" 20# P-110 Pup Joint	7,85	4,778	6,071	46,94
3	5-1/2" 20# P-110 Pup Joint	19,84	4,778	6,071	54,79
4	5-1/2" 20# P-110 Tubing Joints	209,89	4,778	6,071	74,63
	5-1/2" 20am Top# P-110 V box x pin Pup Joint	9,83	4,778	6,071	284,52
5	5-1/2" 20 # BAKER TSME-6 DHSV	8,32	4,625	7,714	294,35
	5-1/2" 20# P-110 Pup Joint	9,83	4,778	6,071	302,67
6	5-1/2" 20# P-110 Tubing Joints	12283,31	4,778	6,071	312,5
	5-1/2" 20# P-110 Vam Top box x pin Pup Joint	9,86	4,778	6,071	12.595,81
7	5-1/2" 20# P-110 Vam Top box x 5-1/2" 20# Wedge %13 box Top Locator	1,85	4,778	8,25	12.605,67
	5-1/2" 20# P-110 Pup Joint	6,17	4,698	5,5	12.607,52
8	5-1/2" 20# P-110 Pup Joint	7,04	4,698	5,5	12.613,69
9	5-1/2" 20# P-110 Pup Joint	19,61	4,698	5,5	12.620,73
10	5-1/2" 20# P-110 Pup Joint	37,53	4,698	5,5	12.640,34
11	5-1/2" 20# P-110 Pup Joint	9,66	4,698	5,5	12.677,87
12	6" OD Seal Assembly with 5-1/2" 20# P-110	9,84	4,680	6,05	12.687,53
	Mule Shoe	0,75	4,680	5,92	12.697,37
	Fin del Tubing				12968,00
	MÍN. ID		4,276		

Fuente. EQUION ENERGÍA LTDA.

**2.2.3 Registros.** A continuación se presenta el registro Minilog corrido en el Pozo CUS 2 (Ver Figura 10), el cual cuenta con seis tracks dentro de los cuales se encuentran los registros Gamma Ray, Porosidad, Resistividad, y Sónico, junto con la lectura del caudal de fluidos e información de los gradientes de presión y temperatura a las profundidades de interés medidas (MD) y verticales (TVD)

**Figura 10.** Registros corridos en Pozo CUS 2



Fuente. EQUIÓN ENERGÍA LTDA

### 3 HERRAMIENTA DE CHOQUES DE FONDO

El choque de fondo es una herramienta que permite la reducción de presión en fondo de pozo con el fin de controlar el caudal de inyección o producción en diferentes zonas o controlar el influjo de agua al estabilizar la presión de fondo fluyente del pozo. La instalación, funcionamiento y recuperación de reguladores de flujo parecen ser una forma de control de bajo riesgo con un alto grado de certeza de que la función especificada será controlada.

El típico choque es un elemento metálico, con una salida en forma de garganta y un inserto cerámico pegado con resina en la cara inferior o de entrada de éste. El choque se asienta ajustándose en un perfil interno de un tapón, con herramientas estándar de corrida con Wireline (cable) o Coiled Tubing. El orificio se construye en material endurecido para soportar la erosión por efecto del fluido. Es una pieza fácilmente intercambiable y adaptable a cualquier tipo de completamiento.

Esta herramienta está hecha para un conjunto específico de condiciones de flujo y es capaz también de controlar la formación de hidratos y abordar otros problemas de temperatura y presión en varios ambientes de producción. La descarga de una sarta de tubería estática puede producir hidratos debido a la reducción del caudal de los fluidos y la expansión de los mismos por efecto de la caída de presión y de temperatura al pasar a través del choque.

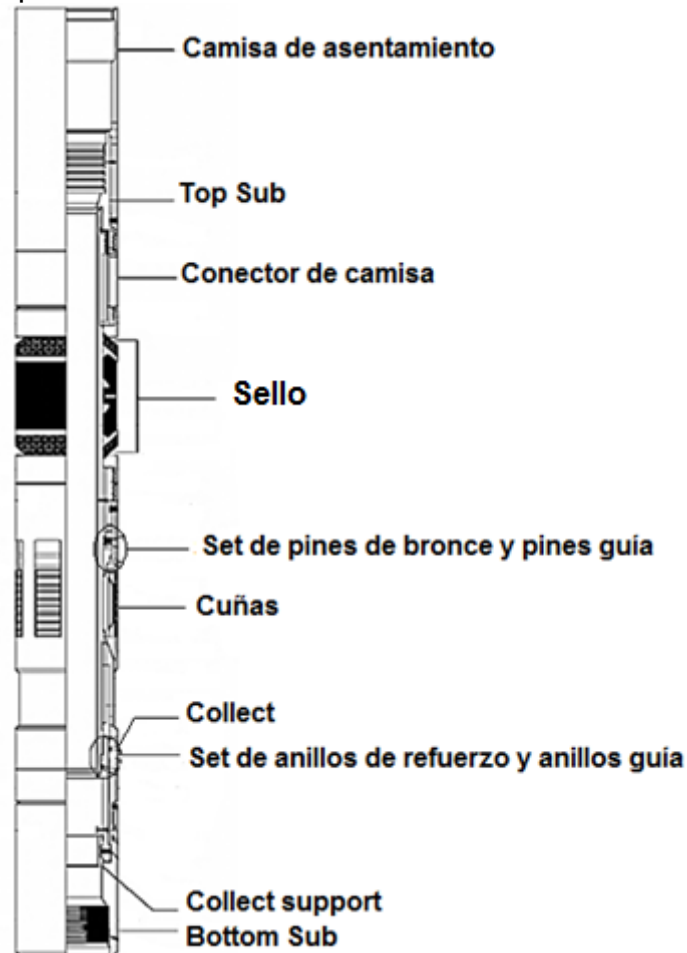
El tamaño del choque se establece de acuerdo a la información específica para el pozo. El cambio de las condiciones de flujo, tales como caída de presión y el cambio de fase requiere un nuevo dimensionamiento del choque para lograr la caída de presión deseada. La ubicación del dispositivo y su profundidad es por lo general en la parte más baja y de mayor temperatura del pozo.

A continuación se describirá la herramienta ofrecida por tres diferentes proveedores, con sus respectivas partes y especificaciones.

### 3.1 PROVEEDOR 1

**3.1.1 Empaque.** El empaque del PROVEEDOR 1 (Ver Figura 11) es un dispositivo hidráulico completamente recuperable, con alto rendimiento en la retención del flujo de fluidos. Es compatible con los accesorios de sellado estándar, incluyendo los tapones expandibles y reemplazables.

**Figura 11.** Empaque del PROVEEDOR 1



*Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 1 – Empaque*

#### 3.1.1.1 Características y beneficios

- Todos sus componentes satisfacen los requerimientos para servicios con H<sub>2</sub>S, soportan temperaturas de fondo hasta de 350°F, y manejan presiones de asentamiento desde 900 hasta 5500 psi.
- Tiene una longitud total corta, lo que facilita la corrida y la recuperación a través de los espacios pequeños, aproximadamente de 2 ft.
- Tolera altos y bajos diferenciales de presión, es sencillo y auto energizable

- Se opera de manera hidráulica, con un bloqueo mecánico incorporado en la camisa de asentamiento o *setting sleeve*, previniendo el asentamiento del empaque durante la recuperación de éste en caso de que sea imposible llegar a la profundidad requerida.
- Construido en hierro fundido por encima de las cuñas para mejorar la molida de emergencia del empaque, de no ser así, puede ser imposible de recuperar con métodos convencionales.

### 3.1.1.2 Procedimiento de operación

- **Asentamiento en tubería**

1. Los empaques deben estar ajustados tan cerca del peso neutro como sea posible. El peso máximo recomendado es de 2000 lb.
2. Aumentar la presión a 900 psi y mantenerla por 5 minutos.
3. Drenar la presión a cero.
4. Aumentar la presión a 1200 psi y mantenerla por 5 minutos.
5. Drenar la presión a cero.
6. Establecer el peso neutro en el empaque, si no se encuentra ya en esta condición.
7. Aumentar a la presión a 1500 psi y mantenerla por 15 minutos.
8. Drenar la presión a cero. Realizar pruebas de presión y de anclaje del empaque si es necesario. La herramienta de asentamiento debe ser liberada y tirada del empaque en este punto para prevenir presiones de surgencia de la formación cuando el asiento de bola se rompa.
9. Lentamente incrementar la presión para romper el asiento de bola. No exceder la presión absoluta máxima ajustada antes de liberar la herramienta de asentamiento del empaque.

- **Pulling o recuperación.**

1. Para una operación de *pulling* apropiada, la herramienta debe pasar a través del empaque y extenderse bajo él. Para esto es necesario que el ID por debajo del empaque sea capaz de aceptar la herramienta de recuperación o *pulling tool*.
2. Es necesario ubicar la herramienta *pulling tool* en el empaque con 10000 lb de peso para asegurar el agarre y el correcto posicionamiento.
3. Aumentar de 14000 a 15000 lb de tensión para acoplar la camisa de asentamiento y cortar el *collect support*, permitiendo el movimiento hacia arriba.
4. Continuar el movimiento ascendente para transmitirlo al cuerpo del empaque, haciendo que los dedos del *collect* se desvíen hacia el interior liberando el cuerpo del empaque.
5. En tanto que el empaque se mueve hacia la superficie, liberar la herramienta tensionando ligeramente y rotando 15 veces a la derecha. Una vez el empaque es completamente liberado, éste debe ser tirado suavemente para permitir la despresurización.



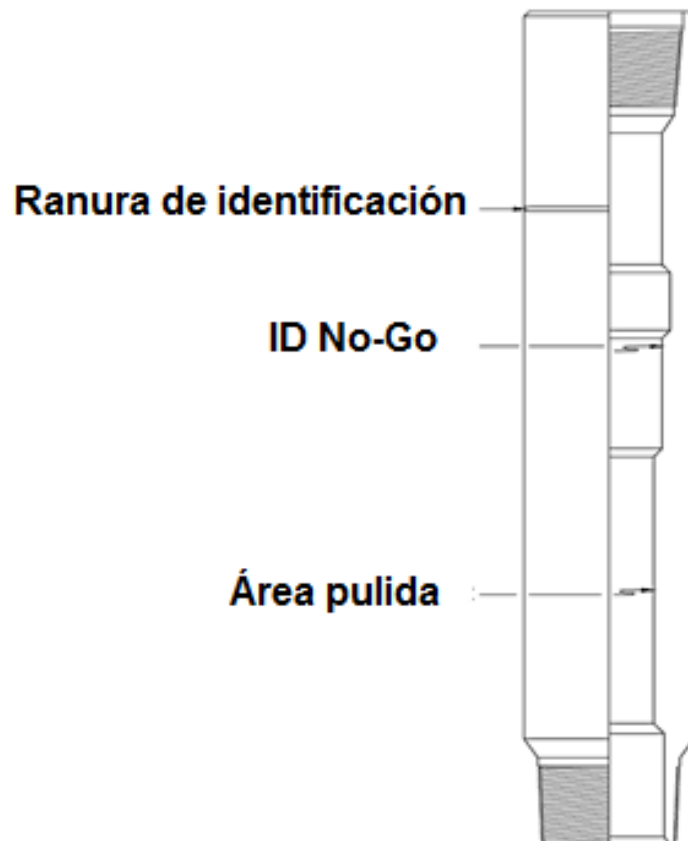
**3.1.2 Niples de asentamiento.** Los *niples* de asentamiento (Ver Figura 12) son *niples* de tubería de fondo que proporcionan la ubicación de varios dispositivos de control de flujo por Wireline en la tubería del pozo.

Estos *niples* tienen un hombro No-Go (*No-Go shoulder*) y una ranura de bloqueo o (*locking groove*). El hombro No-Go es usado para ubicar y sentar el dispositivo de control de flujo que se está corriendo en el pozo. Para esto, debe entrar en contacto con el No-Go del choque.

Al martillar hacia abajo, comienza la expansión de los *locking dogs* del choque en la *ranura de bloqueo* del *niple*. Cuando están completamente extendidos, los *locking dogs* alivian el *No-Go shoulder* en el *niple de asentamiento*.

Toda la presión de arriba y abajo está ahora descansando en los *locking dogs*. La gran superficie de apoyo y el ángulo del bisel son los que permiten a los choques de fondo mantener altas presiones sin dañarse.

**Figura 12.** Niple de Asentamiento del PROVEEDOR 1



Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 1 – Niples de asentamiento.

### 3.1.2.1 Características y Beneficios

- Se puede pedir para presiones de trabajo superiores a 15.000 PSI
- Fabricado en acero recomendado para el manejo de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.
- Posee orificios pulidos de sellado para obtener el máximo rendimiento en el sello.
- Cada *niple* se reconoce fácilmente por una(s) ranura(s) de identificación en el extremo de la conexión hembra de éste. Esta ranura indica la presión de trabajo del *niple*.

✓ Para un rango de presión de 10000 psi, hay una (1) ranura de identificación.

✓ Para un rango de presión de 15000 psi, hay dos (2) ranuras de identificación.

**3.1.2.2 Aplicación.** Los *niples* de asentamiento pueden ser usados para las siguientes operaciones:

- Asentar tapones de cierre para restringir o poner a prueba la tubería de producción.
- Asentar válvulas de seguridad de velocidad (SSCSV).
- Asentar válvulas cheque ecualizadoras.
- Asentar tapones de cierre de circulación.
- Asentar choques para reducir la presión de superficie o para tener caídas de presión en el fondo de pozo y así prevenir el congelamiento de la tubería de gas en superficie.
- Asentar instrumentos colgadores, tales como sensores de presión y temperatura.

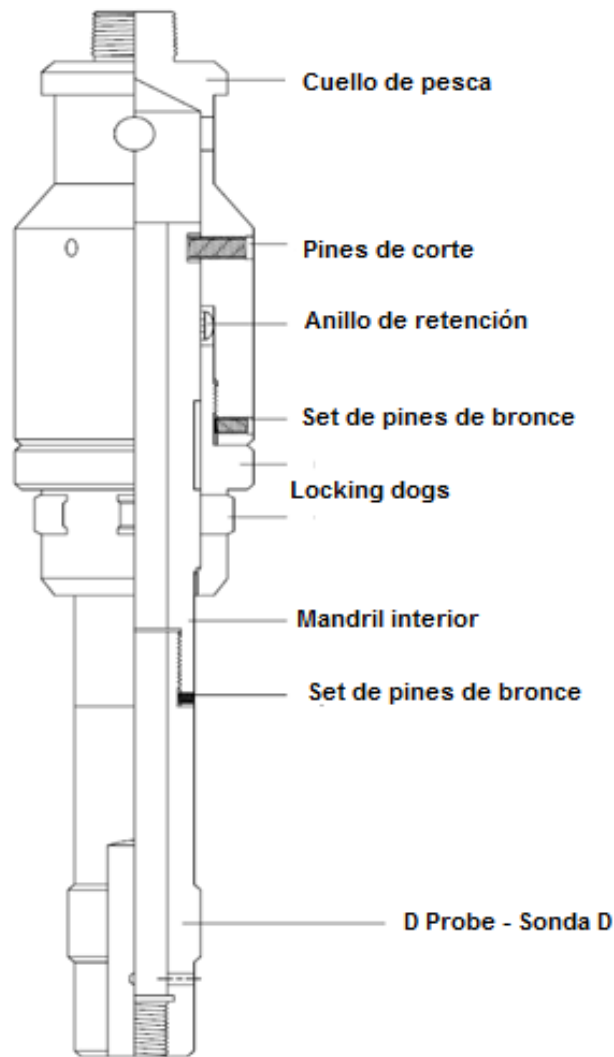
**3.1.2.3 Mantenimiento.** Los *niples* de asentamiento se pueden almacenar indefinidamente siguiendo estas instrucciones:

1. Limpiar a fondo el *niple*, especialmente el interior de éste y la rosca.
2. Aplicar grasa a la junta, al hueco del sello y a las roscas.
3. Almacenar en un área relativamente seca para prevenir la corrosión.

**3.1.3 Choques de Fondo.** Se trata de dispositivos mecánicos utilizados para regular caudales de fluido al posicionarse y asegurarse en *niples* adecuados que se encuentran en la sarta de tubería.

El *hombro No-Go* en el asiento del *niple* se utiliza solamente para ubicar el choque de fondo. Una vez que los “*locking dogs*” estén extendidos totalmente en la ranura de bloqueo del *niple*, el *hombro No-Go* se desconecta, lo que elimina el problema de deformación de éste.

**Figura 13.** Choque de Fondo del PROVEEDOR 1



Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 1 – Choque de Fondo

### 3.1.3.1 Características y Beneficios

- Construcción sencilla y robusta.
- El mecanismo de bloqueo se encuentra por encima de los elementos de sellado, por lo tanto, no se requieren juntas tóricas (Anillos en O).
- El orificio pulido a través del choque de fondo no permite la corrosión o adherencia de materiales extraños dentro de ella.
- Todos los choques de fondo son buenos para el manejo de fluidos que contienen  $H_2S/CO_2$  a 275 ° F con sellos estándar.
- El choque y la *running tool* son compatibles con el equipo de Wireline convencional o Coiled Tubing y sus procedimientos.

**Tabla 11.** Dimensiones del Choque de Fondo del PROVEEDOR 1

Parte	Tamaño								
	1,875	2,25	2,312	2,72	2,812	3,125	3,25	3,312	3,437
Niple	1,93	2,3	2,34	2,8	2,86	3,2	3,3	3,37	3,678
Minimo ID	0,82	1,02	1,12	1,45		1,81		2	2,02

Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 1 – Choque de fondo

### 3.1.3.2 Procedimiento de Operación:

- **Asentamiento en tubería:**

1. Correr y ubicar el *choque de fondo* en el *niple* adecuado.
2. Martillar fácilmente hasta que el *No-Go Shoulder* sea alcanzado.
3. Continuar martillando los *tornillos de cizallamiento* (2) en la *running tool*, los cuales colapsan el cuello de pesca del *choque*, asentando así los *locking dogs*.
4. Tensionar la *running tool*, para asegurarse que el *choque* esté asentado.
5. Retirar la *running tool* del *choque*. Si éste está asentado correctamente en el *niple*, la *running tool* se retirará del *choque*. De lo contrario, ésta no se liberará y será necesario sacar el BHA del hueco, inspeccionar, reconectar la herramienta y volverla a correr.

- **Pulling o recuperación de la herramienta**

1. Asegurar que la presión por encima y por debajo del *choque de fondo* esté igual.
2. Seleccionar la herramienta adecuada de recuperación (*pulling tool*)
3. Correr en el hueco y acoplar la *pulling tool* en el *choque*.
4. Martillar para asegurar la *pulling tool* en el cuello de pesca del *choque*.
5. Tensionar para desencajar el bloqueo del *niple*.
6. Sacar del hueco.

## 3.2 PROVEEDOR 2

**3.2.1 Empaque:** Son dispositivos de empaquetamiento los cuales pueden ser ubicados en un punto predeterminado en cualquier parte del tubing o casing (Ver *Figura 14*). Un sistema de cuñas en la parte externa de la herramienta, ancla el empaque al “wellbore” mientras que un elemento de empaquetamiento proporciona un sello de presión. Las herramientas se suelen ejecutar y recuperar mediante métodos convencionales de intervención de pozos.

**Figura 14.** Empaque del PROVEEDOR 2



*Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 2 – Empaque*

**3.2.1.1 Aplicación:** Éste modelo se utiliza principalmente como un dispositivo de anclaje en un punto predeterminado en la tubería para la suspensión de diversas herramientas de intervención, así como las válvulas de inyección de agua, manómetros y válvulas de seguridad de fondo de pozo. También puede ser utilizado como un dispositivo de taponamiento.

El empaque está diseñado para correrlo con Coiled Tubing o Wireline y permite que grandes cargas sean suspendidas en él, mientras se corre en el hueco y hace que sea ideal para aplicaciones de aislamiento en zonas de gran espesor y control de arena. Sus especificaciones están expresadas en la Tabla 12.

### 3.2.1.2 Características y beneficios

- Diseño compacto y modular.
- Sus cuñas son retenidas mecánicamente en el *pulling*.
- Se puede reutilizar las veces que se requiera (empaque recuperable).
- Permite al operador convertir rápida y económicamente la herramienta para su uso en diferentes condiciones de operación
- Su diseño proporciona el uso en áreas de trabajo restringidas donde el acceso es difícil.
- El diseño de las cuñas y la acción de configuración controlada asegura que las tensiones ejercidas sobre el casing o el tubing sean distribuidas de manera uniforme evitando así daños.
- Las cuñas mecánicamente retenidas reducen el riesgo de asentamiento prematuro mientras se corre en el hueco y se cuelga en la recuperación
- El empaque está diseñado para evitar volver a su forma original después de la liberación reduciendo así el riesgo de colgarse.
- Los empaques pueden correrse y recuperarse con slickline, electric line, coiled tubing, o wireline.
- Utilizado como parte de un sistema para proporcionar soluciones de aislamiento en empalmes de cualquier longitud.

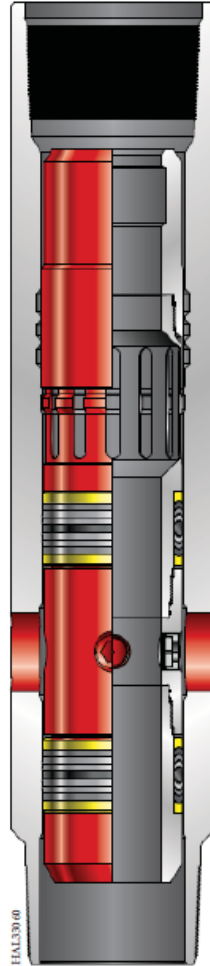
**Tabla 12.** Dimensiones del Empaque Recuperable PROVEEDOR 2

Casing/Tubing		Peso	Máximo OD	Mínimo ID	Presión nominal
Tamaño					
Pulg	(mm)	Lb/ft	Pulg	Pulg	Por encima
2 7/8	73.03	6.4	2.28	1	5000
		8.7	2.14	1	5000
3 1/2	88.9	9.2	2.27	1.375	3000
4 1/2	114.3	10.2	3.65	2.34	4000
		12.7	3.65	2.34	4000
		13.5	3.65	2.34	5000
		15.1	3.65	2.34	4000
5	127	15	4.28	2.5	4000
		18	4.09	2.4	4000
		3.97	2.4	2000	
		20.3	4.09	2.4	5200
5 1/2	139.7	23.2	3.97	2.4	4000
		17	4.09	2.625	5000
		4.09	2.625	3000	
		4.53	2.625	5000	
20	4.47	2.625	3000		
		4.46	2.625	4000	

Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 2 – Empaque.

**3.2.2 Choque de fondo.** El choque de fondo del PROVEEDOR 2 (Ver Figura 15) proporciona la capacidad de controlar la inyección para cualquier intervalo en un pozo. Cuando se corre con empaques de aislamiento, los choques de fondo proporcionan un método confiable para aislar segmentos del pozo.

**Figura 15.** Choque de Fondo del PROVEEDOR 2



*Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 2 – Empaque*

### **3.2.2.1 Aplicaciones**

- Inyección selectiva
- Aislamiento de formaciones
- Estimulación individual de intervalos

### **3.2.2.2 Características**

- Sistema de posicionamiento de *No-go* positivo
- Variedad de diámetros internos ID
- Se puede instalar con Wireline, Coiled Tubing o Slick Line.

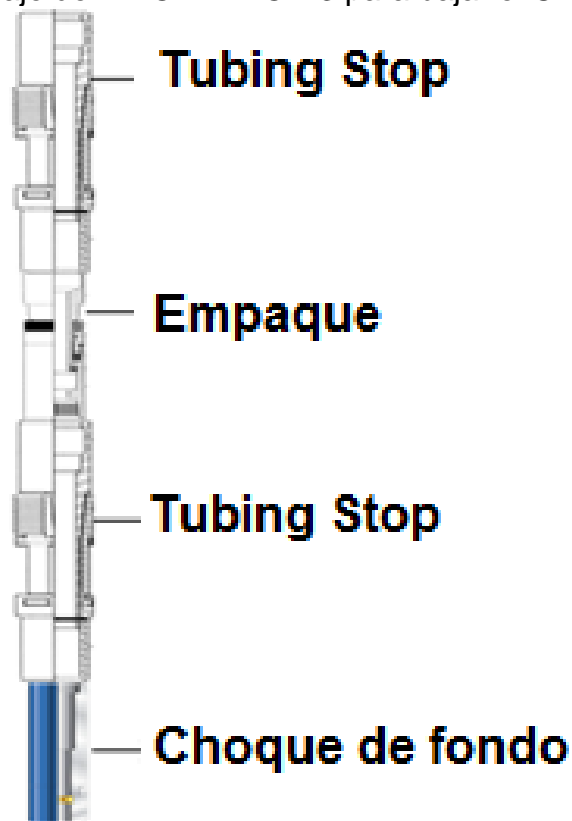
**3.2.2.3 Operaciones** Los choques de fondo se pueden instalar con Wireline o pueden ser pre-instalados en el niple antes de ser corridos en el pozo. Si los requisitos de inyección cambian durante la vida útil del pozo, los choques de fondo pueden ser recuperados y rediseñados según los nuevos requerimientos.

Las mangas o cubiertas de aislamiento utilizan un sistema de posicionamiento positivo *No-Go* para proporcionar seguridad durante la instalación. Por lo general se instalan mediante operaciones con cable en pozos verticales y se pueden instalar utilizando tubería flexible o varillas de bombeo en pozos horizontales.

### 3.3 PROVEEDOR 3

El choque de fondo de este proveedor, permite la reducción de la presión en fondo de pozo con el fin de liberar gas, controlar el caudal de inyección o producción en diferentes zonas o controlar el influjo de agua para estabilizar la presión de fondo fluyente. Su ensamblaje se puede observar en la Figura 16. Las especificaciones de tamaño dadas por el proveedor están expresadas en la Tabla 13.

**Figura 16.** Ensamblaje del PROVEEDOR 3 para bajar el Choque de Fondo.



*Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 3*



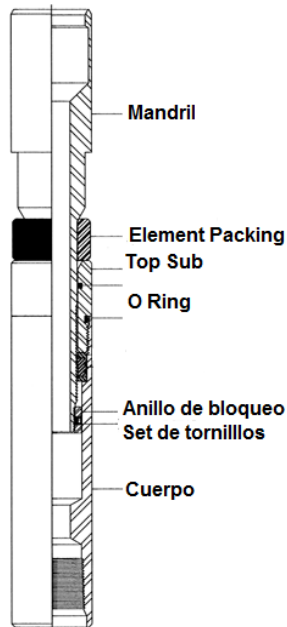
**Tabla 13.** Ensamblaje del Choque de fondo PROVEEDOR 3 - Configuración OD de 3 pulgadas.

Descripción		ID (in)
1	Tubing Stop	1 ½
2	Empaque	
3	Tubing Stop	1 ½
4	Down Hole Choke	0,125
		0,156
		0,219
		0,25
		0,281
		0,313
		0,344

Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 3

**3.3.1 Empaque:** El empaque del PROVEEDOR 3 (Ver Figura 17) fue diseñado originalmente para aplicaciones de tubería de pared gruesa o *heavywall*. Éste, puede ser fabricado para diferentes tamaños y peso de tuberías. El tipo de empaque superior e inferior son generalmente unidos por una tubería espaciadora. Los *tubing stops* superior e inferior de las tuberías se utilizan para mantener el conjunto de empaques en la posición de bloqueo. En aplicaciones especiales, éstas pueden ser utilizadas como un tapón de tubería en situaciones en las que durante el completamiento del pozo, los *niples de asentamiento* no han sido instalados.

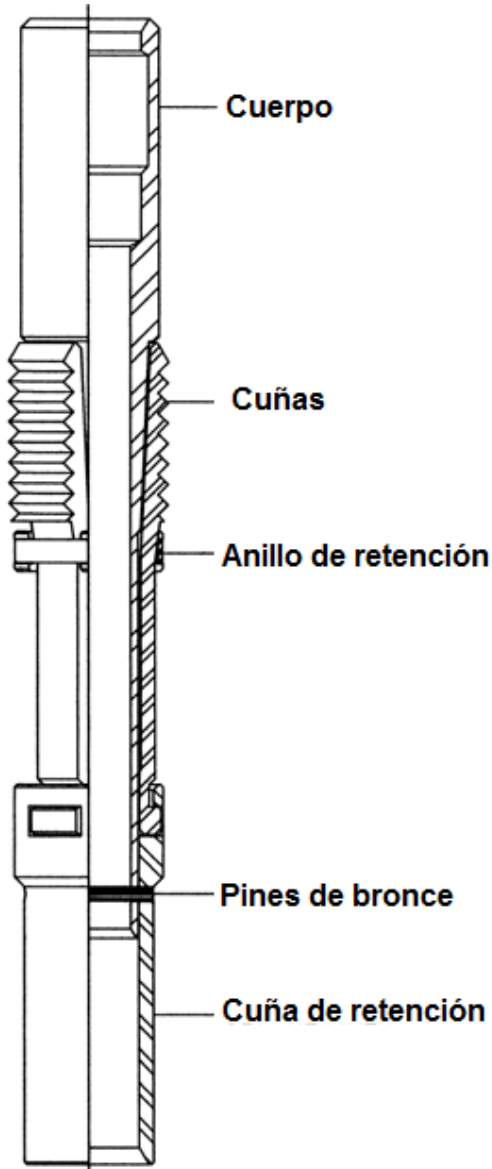
**Figura 17.** Empaque del PROVEEDOR 3



Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 3- Empaque

**3.3.2 Niples de asentamiento:** Los *niples* (Ver Figura 18) están diseñados para el uso en juntas en tubería donde un acople no es viable. Son usados principalmente como un dispositivo de anclaje en aplicaciones de empaquetamiento. Sus especificaciones se encuentran en la Tabla 14.

**Figura 18.** Niple de Asentamiento del PROVEEDOR 3



*Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 3- Niple de asentamiento*

**Tabla 14.** Dimensiones del Niple de Asentamiento PROVEEDOR 3

Especificaciones			
	2"	2 1/2"	3"
Min ID (in)	1.047	1.047	1.500
ID Cuello de pesca (in)	1.375	1.812	2.313
Max OD Cuñas contraídas (in)	1.859	2.281	2.719
Max OD Cuñas expandidas (in)	2.063	2.531	3.093
Tamaño de pines (in)	3/16	1/8	3/16

*Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 3- Niple de asentamiento*

**3.3.3 Choque de fondo:** Esta herramienta permite la reducción de la presión en fondo de pozo con el fin de liberar gas, controlar el caudal de inyección o producción en diferentes zonas o controlar el influjo de agua al estabilizar la presión de fondo fluyente del pozo. Sus especificaciones se encuentran en la Tabla 15.

- El orificio se construye en material endurecido para soportar la erosión por efecto del fluido.
- Pieza fácilmente intercambiable
- Adaptable a cualquier tipo de perfil

**Figura 19.** Choque de fondo del PROVEEDOR 3



*Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 3- Choque de Fondo*

**Tabla 15.** Dimensiones del Choque de Fondo PROVEEDOR 3

Tamaño	Conexión	OD (in)	Longitud (in)	ID (in)
2"	1.375" -14 UN-2B	1.750	5.030	0.125
				0.156
				0.188
				0.219
				0.250
				0.281
				0.313
				0.344
				0.375
2.5"	1.750" -12 UN-2B	2.145	15.100	0.125
				0.156
				0.188
				0.219
				0.250
				0.281
				0.313
				0.344
				0.375
3"	TBA	2.610	TBA	0.125
				0.156
				0.188
				0.219
				0.250
				0.281
				0.313
				0.344
				0.375

Fuente. Catálogo Componentes de Choques de Fondo Proveedor 3- Niple de asentamiento

### 3.3.3.1 Procedimiento de Operación

- **Asentamiento en tubería**

1. Correr *blind box* en el pozo con Slickline y correlacionar a la profundidad de asentamiento del *empaquete*.
2. Correr en pozo el *tubing stop* inferior con el choque de fondo y asentarlos a la profundidad correcta usando la *running tool*.
3. Correr en pozo el *tubing stop* superior con el empaque y asentarlos a la profundidad correcta usando la *running tool*.

## 4 MÉTODOS DE INSTALACIÓN DE CHOQUES

Después de definir el proyecto de asentar choques de fondo para la inyección de gas selectiva, es necesario conocer los diferentes métodos que se utilizan para bajar dicha herramienta.

Actualmente en la Industria se utilizan tres métodos de instalación con este fin, el **Slickline** (alambre), el **Wireline** (cable conductor) y el **Coiled Tubing** (Tubería flexible). A continuación se abordará una revisión de la los tres; sus características, usos y beneficios.

### 4.1 OPERACIONES CON SLICKLINE

Originalmente el Slickline o Alambre se utilizó en intervenciones de pozos donde era necesario instalar o reemplazar herramientas mecánicas en pozos productores de petróleo-gas, entre ellas los que producen a partir de la inyección de gas (*Gas-Lift*). Por la similitud de las operaciones e instalaciones de fondo, estas herramientas y técnicas han sido adoptadas con excelentes resultados en las primeras operaciones de instalación de válvulas y choques en pozos inyectores de gas en proyectos de Recuperación Secundaria.

Todas las operaciones se efectúan con corridas dentro del pozo bajando o subiendo herramientas, mediante el uso de un alambre de acero relativamente delgado el cual está enrollado en un tambor que a su vez está movido por un motor hidráulico con sus respectivos cambios, para darle velocidad, según las operaciones que se esté realizando.

Las operaciones de acondicionamiento con Slickline son técnicas y procedimientos utilizados en los pozos de petróleo, agua, gas o inyectores, tanto en su completamiento inicial, como durante su vida útil para conservarlos en los niveles de producción o inyección eficientes y/o mantener un control sobre los yacimientos, ya que todas las operaciones se realizan a través de la tubería de producción, mediante el uso de una guaya o cable.

Algunos de los trabajos a efectuar comprenden la instalación o recuperación de Válvulas de "*gas lift*", tapones, "*standing valves*", válvulas de seguridad, apertura y cierre de zonas productoras mediante la manipulación de camisas, limpieza de asfaltenos, parafinas, arena, reparación de tubing colapsados, tomas de muestras de fondo, aislamiento de huecos en la tubería de producción, asentamiento de choques de fondo, etc.

Las presiones, las profundidades de un pozo, el tipo de yacimiento, su completamiento, el método de producción y las características de los fluidos por producir, son parámetros que deben estar muy bien definidos en el momento de

decidir la ejecución de un trabajo con cable, ya que determinan la estrategia a seguir para minimizar y controlar los riesgos que ocasionan cada uno de ellos, garantizando siempre el éxito de la operación a realizar.

Con este método es factible maniobrar todas las herramientas mecánicas que se utilizan en los pozos inyectoros con tubería de 2 3/8" – 2 7/8" y 3". El alambre utilizado normalmente es de diámetro de 0,092" y 0,108" aunque, en casos especiales suele utilizarse de 0,125", el cual debe elegirse en función de las operaciones a realizar, la profundidad de las maniobras y la carga a soportar.

Una de las desventajas del Slickline es la imposibilidad de transmitir datos en tiempo real, por esta razón y durante décadas, cuando se necesitaban datos instantáneos o registros eléctricos de herramientas radioactivas o similares, era necesario combinar la operación entre unidades de alambre y wireline (cable), aumentando los costos y los riesgos asociados.

Para poder realizar estas operaciones se debe contar con un equipo de control de presión superficial compuesto por los siguientes elementos:

- Stuffing Box.
- Lubricadores.
- Válvula de Purga o Alivio.
- B.O.P. (Preventora)
- Brida.
- Clamps varios.
- Poleas.
- Indicador de Tensión.
- Entre los trabajos que se pueden hacer es pesca, calibraciones, registros, etc.

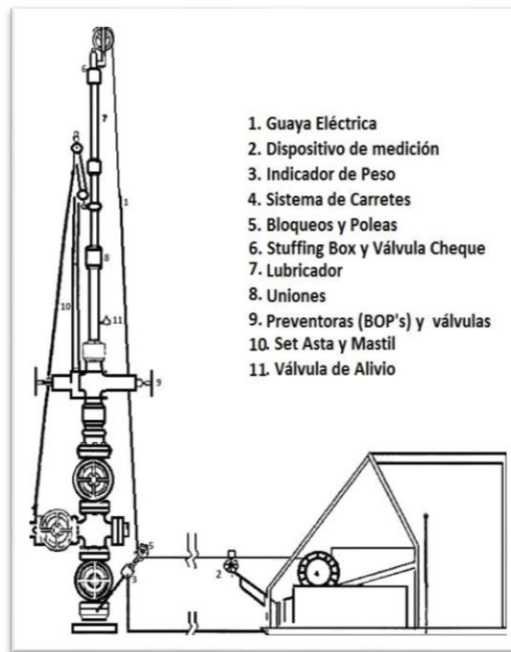
Pero resulta una buena elección al tener que realizar operaciones en pozos profundos, debido al bajo peso comparativo del alambre respecto al cable, un golpe a 3000 m de profundidad en una válvula, con cable probablemente la dañaría, no así con el alambre.

## **4.2 OPERACIONES CON WIRELINE**

La tecnología Wireline ha estado en uso desde los inicios de la industria del petróleo y gas. Principalmente, se refiere a la tecnología de cableado utilizada en pozos para realizar diversas funciones. Existen varias clases de este, entre las que se encuentran: wireline, guaya eléctrica, línea conductora y línea eléctrica, los cuales poseen alambres o filamentos conductores y con ellos se bajan y accionan herramientas eléctricas con fines de completar o reacondicionar un pozo.

El equipo de superficie requerido para operaciones con Wireline depende en gran medida de la presión del pozo y el tamaño del tubing de producción, para casos en los que se completan pozos nuevos, por ejemplo, y se requiere servicios de cañoneo y/o registros, éste equipo sólo depende de la presión. La Figura 20. muestra la configuración del equipo en superficie de Wireline.

**Figura 20.** Equipo de Wireline en superficie



*Fuente. Wireline Operations and Procedures. 3° edición 1994.*

**Guaya eléctrica.** Es un cable de acero trenzado alrededor de un núcleo central. Debido a su alta resistencia a la tensión, buena ductilidad y relativo bajo costo, el acero al carbón mejorado es el material del cual está hecho, y cuenta con un porcentaje de carbón que oscila entre 0.05 y 0.7 %. Generalmente los cables con bajo peso y diámetro pequeño son los más utilizados puesto que presentan las siguientes ventajas:

- Reduce la carga debido a su propio peso
- Puede ser bajado sobre una polea de diámetro pequeño
- Se puede enrollar en un carrete de diámetro pequeño manteniendo el tamaño del tambor de bobina al mínimo.
- Proporciona una pequeña área de sección transversal para la operación bajo presión.

Actualmente los diámetros de cable (guaya) que se usan son 0.066, 0.072, 0.082, 0.092 y 0.105 pulgadas, y pueden variar de longitudes entre 10000 y 25000 pies.

**Dispositivos de medición.** El sistema de medición consta principalmente de un conjunto de ruedas que se encargan de contar o medir la cantidad de movimiento de cable desde y hacia el pozo, las ruedas medidoras están acopladas a unos codificadores ópticos los cuales transmiten señales eléctricas hacia la cabina de mando donde se realiza la lectura, estas ruedas se encuentran bajo la acción de unos resortes totalmente adaptados a la medida de las ruedas para proporcionar la fricción adecuada y evitar que entre la rueda y el cable ocurra algo de deslizamiento.

**Figura 21.** Dispositivo de medición de Wireline



*Fuente. BenchMark Products. Catalog "Megamouth slickline/braided line measuring head"*

**Indicadores de peso.** Se usan especialmente en casos en que las operaciones requieren el uso de la capacidad máxima de carga del cable. Pueden ser mecánicos, hidráulicos o electrónicos. Proporcionan información sobre la carga total del cable y del BHA, lo cual facilita la detección de pérdida de alguna herramienta o cualquier otro problema que se esté dando en fondo de pozo.

**Figura 22.** Indicador de peso de Wireline



*Fuente. Kane Instrumentation. Wireline weight indicator assemblies.*

**Sistema de carretes.** Este sistema consiste básicamente en un carrete del tamaño suficiente para acomodar la longitud requerida de cable (guaya) para llevar a cabo la operación. Éstos hacen que sea posible manejar convenientemente y con seguridad las líneas de medición en operaciones con Wireline, y son necesarios para el transporte de la línea de un pozo a otro sin daños. Los pequeños carretes no requieren una fuente de energía para bajar una



herramienta en el pozo. El peso de la línea y las herramientas son suficientes para realizar este procedimiento. Sin embargo, todos los carretes actuales tienen disposiciones para algún tipo de fuente de alimentación.

**Figura 23.** Carrete de Wireline



Fuente. <http://www.leespecialties.com/wireline/graphics/3piece3.jpg>

**Bloques de suelo o poleas.** Cuando el cable es dirigido desde el carrete hasta la caja empaquetadora, las condiciones pueden requerir cambiar la dirección de la línea en diferentes ocasiones. Los bloques de suelo o poleas, evitan el exceso de tensión en la flexión, inhibiendo así, el desgaste prematuro de la línea.

**Figura 24.** Polea de Wireline



Fuente. *Millennium Wireline Equipment. Wireline accessories.7" Hay Pulley Assembly.*

**Caja empaquetadora.** Las cajas empaquetadoras o *stuffing box* se usan en operaciones llevadas a cabo desde un pozo bajo presión. Ésta consiste en una cámara de empaquetamiento con una tuerca externa ajustable para minimizar las fugas resultantes de la presión en la línea. En la mayoría de los casos, la caja

empaquetadora tiene un soporte giratorio y una polea que guía la línea de medición hacia la pieza de embalaje.

**Figura 25.** Caja empaquetadora de Wireline



*Fuente. Millennium Wireline Equipment. Wireline accessories. Stuffing box.  
<http://www.millenniumwireline.com/id16.html>*

**Lubricadores.** Un lubricador puede ser descrito como un número de secciones tubulares de la tubería ensamblados junto con una caja empaquetadora para empacar el cable en la parte superior. Las secciones tubulares son ensambladas en la superficie y se mantienen unidas con uniones simples.

**Uniones Simples.** Son puntos de conexión los cuales pueden ir atornillados o soldados a cada extremo de todas las secciones del lubricador, y están diseñados con un anillo en O, tipo sello para mantener la presión del pozo. No se debe desconectar mientras haya presión en el lubricador.

**Válvulas de Wireline:** La válvula de Wireline se utiliza en cabeza de pozo para controlarlo en caso de presentarse un reventón, también provee aislamiento del lubricador de la presión de pozo para evitar cortes o daños en la línea. Esto es necesario generalmente en operaciones de pesca.

### 4.3 OPERACIONES CON COILED TUBING

Coiled Tubing o tubería flexible es una tubería de acero de longitud continua lo suficientemente flexible como para ser enrollado sobre un carrete grande para su transporte. La unidad se compone de un carrete con la tubería, un inyector, el control de la consola, la fuente de alimentación y la pila del control de pozos. La tubería flexible es inyectada en la sarta de producción existente, desenrollada del carrete y enderezada para ser insertada en el pozo.

Generalmente es construida de una aleación especial de acero y carbono (Carbon Steel), lo que permite que se maneje como a las tuberías PVC (Cloruro de

Polivinilo) que poseen características de flexibilidad, anti oxidación, resistencia al fuego en algunos casos, entre otras. El diámetro de la tubería normalmente oscila entre 0,75 a 4 pulg, y las longitudes del carrete de tubería de más de 30.000 pies han sido fabricados comercialmente. El acero usado comúnmente en esta tubería tienen límites elásticos que van de 55.000 psi a 120.000 psi.

Las características físicas del CT son las mismas a las de tubería convencional de diámetro similar, con la ventaja de que no es necesario estirla tramo por tramo para bajarla o retirarla del pozo, ya que se desenrolla o enrolla en un carrete accionado mecánicamente como si fuera una manguera, permitiendo así una mejor y más rápida operación, almacenamiento y transporte (*Ver Figura 26*). Por ser una tubería rígida flexible puede ser introducida en el pozo con mucha más facilidad desde la superficie, haciéndola atractiva para ser utilizada en pozos altamente desviados y horizontales.

**Elementos claves de una unidad de Coiled Tubing.** La unidad de Coiled Tubing (CT) está formada por el conjunto completo de los equipos necesarios para llevar a cabo operaciones con tubería continua de longitud estándar en campo.

La unidad consta de cuatro elementos básicos:

- Cabezal inyector: Para proporcionar la fuerza de accionamiento en superficie para correr y recuperar la tubería, enderezándola y curveándola. (*Ver Figura 27*)
- Carrete: Para su almacenamiento y transporte. (*Ver Figura 28*)
- Cabina de control: Donde el operador del equipo monitorea y controla el Coiled Tubing. (*Ver Figura 29*)
- Fuente de alimentación: Para generar potencia hidráulica y neumática requerida en el funcionamiento de la unidad de Coiled Tubing. (*Ver Figura 30*)

**Figura 26.** Montaje de la Unidad de Coiled Tubing



*Fuente. An Introduction to Coiled Tubing. History, Applications, and Benefits. ICOTA. 2005.*

**Figura 27.** Cabezal inyector de Coiled Tubing



*Fuente: An Introduction to Coiled Tubing. History, Applications, and Benefits. ICOTA. 2005.*

**Figura 28.** Carrete de Coiled Tubing



*Fuente: An Introduction to Coiled Tubing. History, Applications, and Benefits. ICOTA. 2005.*

**Figura 29.** Cabina de control de Coiled Tubing



*Fuente. An Introduction to Coiled Tubing. History, Applications, and Benefits. ICOTA. 2005.*

**Figura 30.** Fuente de alimentación de Coiled Tubing



*Fuente. An Introduction to Coiled Tubing. History, Applications, and Benefits. ICOTA. 2005.*

**Operaciones de Coiled Tubing.** Hay una serie de operaciones de intervención de pozos que se puede lograr a través de la tubería flexible. Estas incluyen:

- Limpiezas de pozo.
- Fracturamientos hidráulicos.
- Estimulaciones ácidas.
- Recuperación y sustitución de equipos dañados.
- Mediciones de fondo en tiempo real.
- Operaciones de cementación.
- Operaciones de control de arena.

**Beneficios del Coiled Tubing.** La velocidad y la economía se han convertido en las principales ventajas de la aplicación del CT.

Algunos de los principales beneficios asociados con el uso de ésta tecnología, son:

- Trabajos sin necesidad de cierre de pozo, con permanente control de surgencia.
- Rapidez operativa y de movilización
- Capacidad de circulación mientras se corre/saca la tubería del pozo. (RIH/POOH)
- Reducción del tiempo de viaje, lo que resulta en menos tiempo de inactividad de producción
- Cuadrilla reducida / requerimientos de personal
- El costo puede ser reducido significativamente
- Disminución del impacto audio-visual
- Bajo impacto sobre el terreno
- Posibilidad de comando a distancia. (Seguridad del personal)

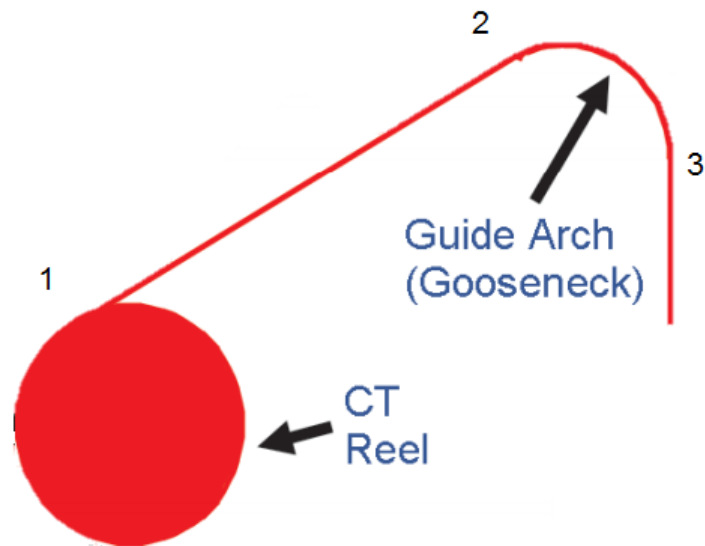
El CT también es compatible con los conductores eléctricos internos o conductos hidráulicos, lo que permite la comunicación de fondo de pozo y las funciones de potencia que se establecen entre el BHA y superficie. Además, las unidades de Coiled Tubing modernas proporcionan rigidez y resistencia suficientes para ser utilizados en pozos altamente desviados u horizontales. Esto permite la correcta ejecución de operaciones de fondo que serían imposibles de realizar con métodos convencionales de Wireline o que pueden tener un costo elevado si se realiza con tubería enroscada.

**Comportamiento mecánico del Coiled Tubing.** El comportamiento mecánico del Coiled Tubing es fundamentalmente diferente de todos los otros productos tubulares utilizados en la industria del petróleo debido a que éste se deforma plásticamente con el uso normal. La deformación plástica del material imparte la fatiga en la sarta de tubería, la cual se sigue acumulando durante la vida de la ésta, hasta el punto de desarrollar grietas, lo que resulta en una falla en la sarta del CT.

La deformación plástica puede ser descrita como la deformación que permanece después de que la carga sea removida. La fatiga se puede definir como el proceso de cambio estructural permanente, progresivo y localizado que ocurre en un material sujeto a tensiones y deformaciones variables en algún punto o puntos y que produce grietas o la fractura completa tras un número suficiente de fluctuaciones.

Para las operaciones de CT estándar, el tubo se deforma plásticamente cuando se desenrolla del carrete y se endereza en el punto 1, como se muestra en la Figura 31. Es entonces doblado en el punto 2, moviéndose en el arco guía; y finalmente se endereza en el punto 3, a medida que viaja hacia el inyector y entra en el pozo. La sarta de CT a continuación, se deforma plásticamente en los mismos tres puntos durante la recuperación de ésta del pozo.

**Figura 31.** Puntos de deformación plástica del Coiled Tubing



*Fuente: An Introduction to Coiled Tubing. History, Applications, and Benefits. ICOTA. 2005*

## 5 EVALUACIÓN TÉCNICA

El análisis nodal es una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, debido a su confiabilidad y efectividad comprobada a nivel mundial, la cual, permite adecuar la infraestructura tanto en subsuelo como en superficie, arrojando como resultado el verdadero potencial de inyección y por ende, de producción.

Éste análisis consiste en identificar las restricciones al flujo que se encuentran en el pozo y cuantificar el impacto sobre la capacidad total de inyección del sistema, permitiendo determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo, dividiendo el sistema de inyección en nodos de solución para calcular caídas de presión, determinando así la presión de inyección óptima para el caudal requerido en ambos yacimientos, y de esta manera, determinar el potencial de inyección de un yacimiento, lo que permite, realizar la evaluación económica correspondiente que complete la propuesta técnica-económica para lograr el objetivo propuesto, en este caso, la correcta distribución del caudal de inyección en las formaciones B1 y G1 para los pozos CUS 1 y CUS 2.

Existen varios simuladores en el mercado que permiten aplicar dicha técnica; para el presente trabajo se hará uso del WELLFLO-FIELDFLO ReO de Weatherford. Con este software, es posible la construcción de modelos precisos y rigurosos que muestran el comportamiento de influjo en el yacimiento, la tubería del pozo y la tubería de superficie para cualquier fluido del yacimiento, mejorando el diseño de los pozos y por consiguiente reduciendo los gastos operativos.

A continuación se presenta la simulación que se realizó para cada pozo, en la cual se detallan los procedimientos que se siguieron para predecir el comportamiento futuro de acuerdo a las sensibilidades tanto en inyección de fluido y presiones en superficie hasta llegar al fondo de pozo a través del análisis nodal.

### 5.1 POZO CUS 1

**5.1.1 Objetivos:** Cambiar el perfil actual de inyección del pozo CUS 1 con el establecimiento de un dispositivo mecánico o restricción para controlar el flujo de inyección de gas en la formación G1 y garantizar que la inyección de gas en B1 sea de al menos 10 MMscfd.

Esto se realizará una vez ejecutadas las intervenciones remediales en los pozos PRO 1 y PRO 2 (aislamiento zona de gas, y adición de perforados respectivamente) como un plan de recobro, debido al impacto de las pérdidas de



producción causadas por la baja eficiencia en la distribución de inyección que se presenta actualmente.

La implementación del choque de fondo pretende dar como resultado la inyección de 10 MMscfd en B1 y 25 MMscfd en G1.

**5.1.2 Requerimientos.** Los requerimientos que fueron necesarios para la realización de esta intervención están indicados a continuación y ya fueron ejecutados:

- **Pozo PRO 1**

- ✓ Haber corrido registro de producción (PLT) en los yacimientos M1, B1 y G1 y haber realizado un Well Testing.
- ✓ Realizar aislamiento de la zona de gas (Gas Shut Off) en el yacimiento M1 si la producción de gas en los yacimientos B1 y G1 es mayor de 10 Mmscfd.
- ✓ Haber realizado nuevamente un Well Testing.

- **Pozo PRO 2**

- ✓ Realizar perforados en el yacimiento M1 según la lo indicado en la Tabla 16. Correlacionarlos con registros CBL-CCLGR corridos el 22 de Abril de 1999.
- ✓ Correr registro PLT.

**Tabla 16.** Intervalos perforados en el yacimiento M1 Pozo PRO 2

Secuencia	Intervalo (ft)	Presión (psi)
1	13,895 – 13,925	3,300 ± 100
2	13,854 – 13,894	3,300 ± 100
3	13,780 – 13,790	3,300 ± 100

*Fuente: EQUION ENERGIA LTDA*

Los requerimientos para la intervención en el Pozo CUS 1 son:

- **Pozo CUS 1.**

- ✓ Sentar el choque de fondo sobre el yacimiento G1. Asegurarse de que se posicione a la mayor profundidad posible (Por debajo de los **14.750 ft**)
- ✓ Realizar el registro de inyección (ILT) siguiendo los requerimientos dados en la tabla de Registros a Tomar (Ver Tabla 17)

**5.1.3 Justificación.** La postulación del pozo CUS 1 como candidato para el asentamiento de un choque de fondo fue presentada para incrementar el movimiento de reservas de los yacimientos B1 y G1. Las reservas del yacimiento M1 que no han sido drenadas por inyección de gas en el Pozo CUS 1, se pretenden mitigar con trabajos de cañoneo futuro en éste yacimiento en el pozo PRO 2. El incremento de producción se verá reflejado en los pozos productores PRO 1, y PRO 2.



Inicialmente, el pozo PRO 1 fue identificado como una buena oportunidad para recuperar el acceso a los yacimientos B1 y G1 con el fin de obtener beneficios del soporte de inyección de gas desde el pozo CUS 1, pero debido al completamiento actual, éste proceso no se ha llevado a cabo correctamente, puesto que G1 está tomando la mayor parte del gas 95% (24 MMscfd), y B1 tiene muy poco soporte 5% (1 MMscfd) según el último registro de inyección (ILT) que se corrió en Julio de 2011.

Durante la puesta en marcha del pozo PRO 1, el yacimiento B1 tuvo un desempeño pobre dificultando su puesta en producción, lo que obligó a cañonear el yacimiento M1 de nuevo para obtener gas y ayudar en el levantamiento del pozo. Esto estaba fuera de alcance después del trabajo de perforación, cuyo principal objetivo inicial fue aislar M1 para dejar el pozo produciendo sólo por B1 y G1. Abrir M1 implicaba retrasar la intervención en el yacimiento M1 del pozo PRO 2 para reducir las pérdidas en estos pozos productores.

El plan de recobro en el pozo CUS 1 para los yacimientos B1 y G1 busca recuperar 0.134 MMstb Gross al fin de la licencia (2016), incluyendo reservas adicionales en la formación B1 y reduciendo el impacto de las pérdidas en M1, a la búsqueda de mejorar la economía final del proyecto.

#### **5.1.4 Aspectos críticos a tener en cuenta para el pozo CUS 1**

- Dos juegos de empaques hinchables fueron corridos en el liner de 3 ½ " a 14.429 pies y 14.720 pies. Es necesario ser cuidadoso con la integridad para mantener el aislamiento entre las formaciones evitando perforar éstos elementos de caucho.
- El último acceso fue a 14.725 pies el 14 de julio de 2011. Una vez que la herramienta llegó a superficie, se observó el spinner con un material pegajoso en él y el calibrador con un pequeño carbonato como depósito en la punta.
- Según el último registro de inyección (ILT) hay flujo cruzado de B1 a G1.
- Presión de cierre de pozo es de 3,215 psi, registrada el 15 de enero 2013.
- Según el ranking de la integridad del pozo, CUS 1 está clasificado como de riesgo medio, debido a la historia de presión del anular B.
- Actualmente la presión del anular B se encuentra a 250 psi (el máximo permitido es 2.000 psi).

**5.1.5 Registros a tomar.** Una vez realizada la intervención, y comenzado el proceso de inyección de gas hasta lograr su estabilización, es necesario correr un registro de inyección (ILT) para comprobar la correcta distribución de los caudales. Las especificaciones de este registro se encuentran en la Tabla 17.

**Tabla 17.** Registro a tomar Pozo CUS 1

<b>Registros a tomar Pozo CUS 1</b>	
Sensores a ser corridos	ILT con GR, Presión, Temperatura, Spinners
Estaciones de Tubing	N/A
Profundidad de Estabilización	13,650 ft.
Pasadas dinámicas	3 velocidades diferentes reciprocando desde 13,650 pies hasta 14.770 pies o hasta la máxima profundidad operacional segura alcanzable.
Estaciones dinámicas	No
Pasadas de cierre	No
Estaciones de cierre	No
Requerimientos de prueba de pozo	Qgi 1= 25 MMscfd Qgi 2= 35 MMscfd
Registros de correlaciones	Compensated Z-Densilog / Registro Compensated Neutron – Gamma Ray / 9 Apr 2011

*Fuente: EQUION ENERGIA LTDA*

### 5.1.6 Determinación del tamaño del orificio basado en análisis nodal.

Los pasos que se tomaron para realizar la simulación para el pozo CUS 1, se encuentran en el ANEXO B.

A continuación se presentan las tablas de resultados de las simulaciones para los diferentes diámetros internos del choque, calculados desde la presión máxima a la que se puede inyectar el gas, hasta la presión donde se obtiene el caudal requerido para el pozo.

**Tabla 18.** Resultados de la simulación para un choque con diámetro de 0.5”

<b>Presion (psi)</b>	<b>Caudal (MMscfd)</b>
4900	50.001
4800	49.116
4700	45.745
4600	44.692
4500	40.751
<b>4300</b>	<b>35.184</b>

*Fuente: Los autores*

Teniendo en cuenta que a 4300 psi se obtiene el caudal requerido, el cual es 35 MMscf/d, a partir de ese valor se calcula la distribución para los dos yacimientos, donde el software da como resultado un valor de 11.038 MMscfd para B1 y 22.147 MMscfd para G1.

Se concluye que se debe cambiar de diámetro, pues éstos no son los requeridos para cada zona, simulando ahora con un diámetro de 0,4". (Ver Tabla 19)

**Tabla 19.** Resultados de la simulación para un choque con diámetro de 0.4"

Presión (psi)	Caudal (MMscfd)
4900	50.001
4800	49.116
<b>4700</b>	<b>35.611</b>

*Fuente: Los autores*

Para el diámetro de este choque, se obtiene que a 4700 psi se logra el caudal requerido. A partir de este valor se calcula la distribución para los dos yacimientos, donde el software da como resultado un valor de 16.443 MMscfd para B1 y 19.198 MMscfd para G1.

Nuevamente se concluye que se debe cambiar de diámetro, pues éstos no son los requeridos para cada zona, por lo que el nuevo diámetro es ahora de 1" (Ver Tabla 20)

**Tabla 20.** Resultados de la simulación para un choque con diámetro de 1"

Presión (psi)	Caudal (MMscfd)
4900	101.104
4800	96.510
4700	91.797
4600	86.486
4500	80.943
4400	75.182
4300	69.169
4000	47.573
3900	38.672
<b>3860</b>	<b>34.827</b>

*Fuente: Los autores*

Para el diámetro de este choque, se obtiene que a 3860 psi se logra el caudal requerido. A partir de este valor, se calcula la distribución para los dos yacimientos, donde el software da como resultado un valor de 6.717 MMscfd para B1 y 28.109 MMscfd para G1.

Nuevamente se concluye que se debe cambiar de diámetro, pues éstos no son los requeridos para cada zona. El nuevo diámetro corresponde a 0,55". (Ver Tabla 21)

**Tabla 21.** Tabla de resultados de la simulación para un choque con diámetro de 0.55".

Presión (psi)	Caudal (MMscfd)
4900	57.420
4800	55.176
4700	52.613
4600	49.707
4500	46.763
4400	43.778
4300	40.751
4200	37.473
4180	36.655
<b>4160</b>	<b>35.010</b>

*Fuente: Los autores*

Para el diámetro de este choque, se obtiene que a 4160 psi se logra el caudal requerido. A partir de ese valor, se calcula la distribución para los dos yacimientos, donde el software da como resultado un valor de **10.940 MMscfd** y **24.070 MMscfd** para B1 y G1 respectivamente, siendo ésta, la distribución requerida para el aumento de recobro correspondiente.

**5.1.7 Selección del proveedor del choque:** Una vez elegido el diámetro interno del choque y la presión de inyección, se procede a escoger el proveedor que ofrezca los mejores beneficios técnicos para el proyecto. Los principales parámetros a tener en cuenta, con la respectiva calificación por proveedor se encuentran en la Tabla 22.

**Tabla 22.** Parámetros de selección de los proveedores para el Pozo CUS 1

Parámetros	Proveedor 1	Proveedor 2	Proveedor 3
Min diámetro permitido por el pozo (in)	2.992	2.992	2.992
Diámetro mínimo de herramienta (in)	0.82	0.3	0.125
Número de Corridas	2	1	3
Corrida con SlickLine	NO	NO	SÍ
Corrida con Wireline	SÍ	SÍ	NO
Corrida con Coiled Tubing	NO	SÍ	NO
Partes reemplazables	SÍ	SÍ	SÍ

*Fuente: Los autores*

## **Análisis por proveedor**

- **PROVEEDOR 1:** A pesar de que sólo tiene dos corridas para el asentamiento de la herramienta, éste proveedor no posee el diámetro requerido para la operación que, según el análisis nodal previamente realizado, es de 0.55”, y debido al catálogo ofrecido, el diámetro interno mínimo que tienen es de 0.82”; reconociendo que es un parámetro crítico a la hora de realizar la selección de la herramienta, se decide descartar.
- **PROVEEDOR 3:** Las ventajas que tiene este proveedor con respecto a los otros, es que tiene diámetros más pequeños, siendo 0.125” el choque de menor diámetro interno. Sin embargo, la principal desventaja es su método de instalación, pues para bajar la herramienta, son necesarias cuatro corridas, las cuales incluyen una corrida de acceso, una corrida de asentamiento de empaque, una corrida para bajar el niple y otra para bajar el choque, lo que aumenta el riesgo de pegas, pre asentamiento del empaque, entre otros problemas que requerirían trabajos de pesca y por lo tanto el aumento de costos. Es esta la principal razón por la que fue descartado éste proveedor para el pozo CUS 1.
- **PROVEEDOR 2:** Se seleccionó el PROVEEDOR 2 debido a que presenta mayor facilidad operacional en el asentamiento del choque, pues requiere realizar menos corridas (1) para bajar la herramienta, armando tan sólo un BHA, lo cual disminuye el riesgo de inconvenientes que puedan traer consigo operaciones de pesca. Su diseño permite el uso en áreas de trabajo restringidas, como en el caso del pozo CUS 1, donde se tiene un diámetro interno de 2.992 pulgadas.

Para este proveedor, no se necesita el catálogo de herramientas, pues se pide hacer a las medidas requeridas, en este caso, con diámetro interno de 0.55 pulgadas.

## **5.2 POZO CUS 2**

El pozo CUS 2 fue planeado como un pozo inyector para continuar el desarrollo de los yacimientos B1 y G1. Se evaluaron las propiedades de roca y fluidos de la formación M1, donde se observó que se encuentra irrumpido por agua y no se tiene ningún interés de considerarlo como un objetivo potencial adicional para la inyección de gas.

Los yacimientos B1 y G1 fueron perforados en modo rotativo con una broca de 8,5 pulgadas, de 12.936 pies a 14.617 pies, sin pérdidas de lodo reportadas. Las condiciones del hueco en G1, registradas por un calibrador de 4 pulgadas, muestran una zona lavada en dirección horizontal que refleja las tensiones de anisotropía. 18 núcleos de pared fueron obtenidos por completo. El hueco de 8,5

pulgadas fue completado con un liner de 5" de 18 lb/ft. El cemento se evaluó con un registro de CBL que muestra un buen aislamiento entre B1 y G1.

**5.2.1 Objetivo.** Asegurar que los volúmenes de gas inyectado en los yacimientos B1 y G1 sean distribuidos a través de un dispositivo estrangulador o choque de fondo. La proporción de gas a inyectar esperada es de 35% para B1 y 65% para G1. La inyección esperada será de 25 MMscfd.

Con el proyecto se esperan recuperar reservas de 0.163 MMstb Gross al fin de la licencia (2016).

**5.2.2 Requerimiento.** Para llevar a cabo la operación de instalación del choque, fue necesario que los yacimientos B1 y G1 estuvieran perforados en los intervalos indicados en las Tablas 23 y 24.

**Tabla 23.** Intervalos perforados en yacimiento B1 Pozo CUS 2

Intervalo	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Yacimiento	Presión (psi)
1	13178	13208	30	B1	4900
2	13245	13275	30	B1	4900
3	13280	13300	20	B1	4900
4	13334	13361	27	B1	4900
5	13525	13588	63	B1	4900
6	13595	13660	65	B1	4900

Fuente: EQUION ENERGIA LTDA.

**Tabla 24.** Intervalos perforados en yacimiento G1 Pozo CUS 2

Intervalo	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Yacimiento	Presión (psi)
1	14160	14169	9	G1	3800
2	14208	14332	124	G1	3800
3	14340	14362	22	G1	3800
4	14368	14382	14	G1	3800
5	14424	14438	14	G1	3800
6	14489	14502	13	G1	3800

Fuente: EQUION ENERGIA LTDA.

Una vez el completamiento del Pozo CUS 2 finalice, y se encuentre listo para inyectar, se procederá a la instalación del ensamblaje del choque de fondo. Se requiere además, realizar ILT de ambos yacimientos para confirmar el conformance de la inyección.

**5.2.3 Justificación.** CUS 2 es un pozo cuyo objetivo es inyectar 25 MMSCFD de gas natural seco en los yacimientos B1 y G1 con el fin de incrementar el recobro a través de los pozos PRO 10 y PRO 11.

La estrategia del área de yacimientos para la formación productora B1 implica un proceso de inyección de gas natural seco miscible. Actualmente, debido al fracaso del pozo inyector INY 1 y la buena producción del pozo PRO 10, es imposible mantener la VRR (*Voidage Replacement Ratio*) cerca de 1. Por lo tanto, se requiere inyectar en CUS 2.

Éste pozo ha sido señalado como la respuesta rápida para aumentar la presión del yacimiento en B1 y G1. El plan original consideraba al pozo PRO 10 como el inyector de gas para soportar el yacimiento pero, debido a que es un buen productor, el impacto de cambiarlo a inyector fue catalogado de alto riesgo. Por lo tanto, el pozo CUS 2 se había previsto inicialmente como productor y ahora se plantea como inyector. Así mismo, un swap de inyección-producción entre los pozos CUS 2 y PRO 10 es una opción futura para mejorar la recuperación en el bloque de acuerdo al desempeño de los esquemas de desarrollo actuales.

#### 5.2.4 Aspectos Críticos

- No se han reportado problemas de acceso hasta la fecha
- El máximo dog leg es 4 deg/100 ft @ 13675 ft. La desviación máxima es 11.07 grados @ 3950 ft.
- El mínimo ID en la tubería es de 4.276” en las juntas del liner de 5”.

**5.2.5 Registro a tomar del pozo CUS 2.** Las especificaciones del registro ILT a correr una vez la inyección en CUS 2 se estabilice, se encuentra en la Tabla 25.

**Tabla 25.** Registro a tomar Pozo CUS 2

Registros a tomar Pozo CUS 2 - Yacimiento G1	
Sensores a ser corridos	ILT, GR-CCL, Presión, Temperatura, Spinners y Caliper
Estaciones de Tubing	N/A
Profundidad de Estabilización	14100 ft
Pasadas dinámicas	No
Estaciones dinámicas	No
Pasadas de cierre	A 40 ft/min reciprocando desde 14100 hasta 14550 ft
Estaciones de cierre	Sí, a 14100 ft durante prueba PFO
PBU/PFO Survey	Sí. Cierre estimado de 5 días con la posibilidad de optimizarlo si el flujo radial se alcanza antes.
Requerimientos ILT	Caudal de inyección estabilizado del pozo
Registros de correlaciones	GR-CBL-VDL run 1 16-Sep-2013

Fuente: EQUION ENERGIA LTDA.

### 5.2.6 Determinación del tamaño del orificio basado en Análisis Nodal

Los pasos que se tomaron para realizar la simulación para el pozo CUS 2, se encuentran en el ANEXO B.

Se realiza el mismo procedimiento de iteraciones que el pozo CUS 1, para calcular el diámetro interno del choque de fondo óptimo que permita la distribución de gas requerida. Éstos son calculados desde la presión máxima a la que se puede inyectar el gas, hasta la presión donde se obtiene el caudal requerido para el pozo, que para este caso es de 25 MMscfd.

Después varias simulaciones asumiendo valores de diámetro del choque de fondo para determinar su tamaño, se obtiene que para el caudal requerido de 25 MMscfd. la presión de inyección debe ser de **4215 psig**, y el diámetro de **1.4** pulgadas.

**Tabla 26.** Tabla de resultados de la simulación para un choque con diámetro de 1.4”.

Presion (psi)	Caudal (MMscfd)
4900	41.181
4800	39.026
4700	36.847
4600	34.645
4500	32.418
4400	30.164
4300	27.881
4200	25.278
<b>4215</b>	<b>25.724</b>

*Fuente: Los autores.*

Para el diámetro de este choque, se obtiene que a 4215 psi se logra el caudal requerido. A partir de ese valor, se calcula la distribución para los dos yacimientos, donde el software da como resultado un valor de **9.128 MMscfd** y **16.596 MMscfd** para B1 y G1 respectivamente, siendo ésta, la requerida para el aumento de recobro correspondiente.

**5.2.7 Selección del proveedor del Choque** Una vez elegido el diámetro interno del choque y la presión de inyección, se procede a escoger el proveedor que ofrezca los mejores beneficios técnicos para el proyecto. Los principales parámetros a tener en cuenta, con la respectiva calificación por proveedor se encuentran en la Tabla 27.



**Tabla 27.** Parámetros de selección del proveedor Pozo CUS 2

Parámetros	Proveedor 1	Proveedor 2	Proveedor 3
Min diámetro permitido por el pozo (in)	4.276	4.276	4.276
Diámetro mínimo de herramienta (in)	0.82	0.3	0.125
Número de Corridas	2	1	3
Corrida con SlickLine	NO	NO	SI
Corrida con Wireline	SI	SI	NO
Corrida con Coiled Tubing	NO	SI	NO
Partes reemplazables	SI	SI	SI

*Fuente: EQUION ENERGIA LTDA.*

### **Análisis por proveedor**

- **PROVEEDOR 2:** Muy opcionado para ser corrido en este pozo, pero debido a los costos, se descartó. Pues el otro proveedor resultaba más económico ofreciendo las mismas ventajas, además de que puede ser corrido con los tres diferentes métodos, como Slickline, Wireline y Coiled tubing.

- **PROVEEDOR 3:** Las ventajas que tiene este proveedor con respecto a los otros, es que tiene diámetros más pequeños, siendo 0.125” el choque de menor diámetro interno. La principal desventaja es su método de instalación, pues para bajar la herramienta, son necesarias cuatro corridas, las cuales incluían una corrida de acceso, una corrida de asentamiento de empaque, una corrida para bajar el niple y otra para bajar el choque, lo que aumenta el riesgo de pegas, pre asentamiento del empaque, entre otros problemas que requerirían trabajos de pesca y por lo tanto el aumento de costos. Es ésta la principal razón por la cual fue descartado este proveedor en el Pozo CUS 2.

- **PROVEEDOR 1:** Se escogió este proveedor, pues el tamaño de la herramienta se encontraba en su catálogo. Su precio es bastante cómodo comparado con el PROVEEDOR 2. Además, una de sus ventajas es que el Choque puede ser retirado para cambio, si el área de yacimientos lo requiere en un futuro, o simplemente usarlo como tapón para aislamiento de zonas.

A partir del diámetro calculado por la anterior simulación, las especificaciones de la herramienta del PROVEEDOR 2 son las siguientes:

- Empaque: 45 - 25
- Choque de fondo: 1.45 pulg.
- No-Go: 2.86 pulg.

## 6. EVALUACIÓN FINANCIERA

Antes de realizar un proyecto de inversión es necesario evaluarlo financieramente para averiguar si es o no viable económicamente.

La evaluación financiera juzga el proyecto con el objetivo de generar rentabilidad económica, es decir, de generar un retorno a los diferentes actores que participen en su ejecución o funcionamiento. Por lo tanto el análisis económico del presente proyecto tiene como propósito evaluar los beneficios financieros que pudieran derivarse de la implementación de Choques de Fondo en dos pozos inyectoros del Campo Cusiana, operados por EQUION ENERGIA LIMITED.

### 6.1 CRITERIOS DE EVALUACION FINANCIERA DE PROYECTOS

De los indicadores mencionados en la sección de definiciones (*Ver ANEXO C*), se han seleccionado 3 que servirán como la medida para los trabajos en progresión y en posterior evaluación de desempeño.

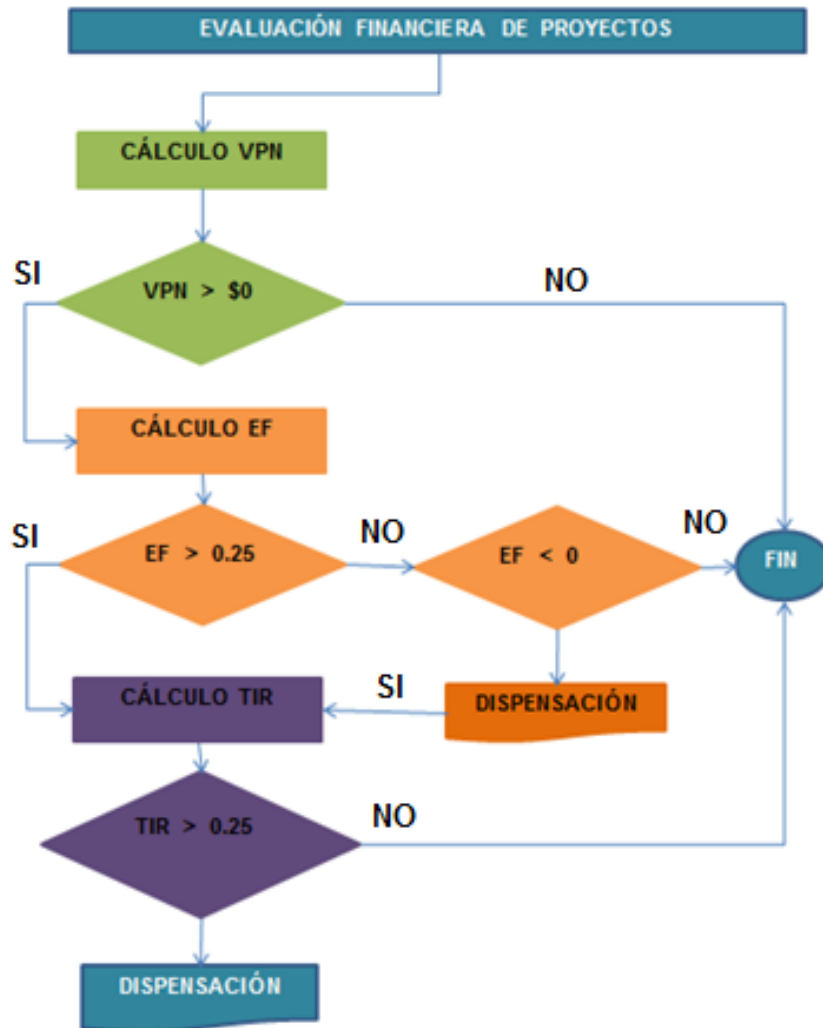
**6.1.1 Valor Presente Neto (VPN).** Se utilizará este indicador teniendo en cuenta que todos los flujos de efectivo se descontarán a la mitad del año, es decir, utilizando la aproximación de la mitad del periodo. Si no se cumple con el requerimiento, entonces debe quedar en claro que el motivo para decidir ejecutarlo, deberá ser la importancia y urgencia para el manejo del yacimiento o del pozo.

**6.1.2 Eficiencia Financiera (EF).** Se define este indicador como el cociente entre el valor calculado del VPN dividido por el valor descontado de la inversión inicial.

**6.1.3 Tasa Interna de Retorno (TIR).** El cálculo de este indicador no debe sufrir alteraciones a lo presentado en la literatura financiera.

El flujograma para realizar la evaluación económica, según los estándares de la empresa está expresado en la Figura 32.

**Figura 32.** Parámetros de evaluación económica EQUIÓN



*Fuente: Documento "Evaluación Económica – Trabajos de Pozos" de EQUIÓN ENERGIA LTDA.*

## 6.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

- **Costos por logística.** Las siguientes tablas relacionan los costos generados por concepto de logística de la operación de instalación de choques de fondo en los pozos CUS 1 y CUS 2. (Ver Tabla 28)

**Tabla 28.** Costos generales de operación asentamiento Choque de Fondo

Descripción	Unidad	Precio (USD)
Movilización campamento	Trabajo	15.000
Logística*	Día	20.000
Unidad Operación Slickline	Día	10.000
Movilización Unidad Coiled Tubing	Trabajo	5.000
Unidad Operación Coiled Tubing	Día	30.000
Unidad Operación por Wireline	Día	18.000

Fuente. *EQUIÓN ENERGÍA LTDA.*

\*Corresponde a los costos relacionados por personal, campamento, seguridad física, alquiler de equipos, entre otros.

- **Costos Choques de Fondo:** A continuación se relaciona el precio de la configuración completa del choque de fondo propuesto por cada proveedor. (Ver Tabla 29)

**Tabla 29.** Costos de herramienta Choque de Fondo de cada proveedor

Descripción	Precio (USD)
Proveedor 1	85.000
Proveedor 2	120.000
Proveedor 3	35.000

Fuente: Los autores – Costos extraídos de cotizaciones de los tres proveedores.

**6.2.1 Pozo CUS 1:** De acuerdo al Proveedor seleccionado para el pozo CUS 1 (PROVEEDOR 2) por operatividad técnica, y habiendo escogido el sistema de Wireline para el asentamiento del choque de fondo, se propone la siguiente secuencia de actividades relacionada con su tiempo de duración en horas. (Ver Tabla 30.)

**Tabla 30.** Actividades y tiempos de instalación con Wireline del Choque de Fondo del PROVEEDOR 2 en el Pozo CUS 1

Actividad	Tiempo (h)
1 Movilización del equipo en Campo hasta la locación, incluyendo el personal.	12
2 Armada equipo Wireline y realización de pruebas integridad a éste teniendo en cuenta que la presión de Shut Off es de 3500 psi.	6
3 Ensamblaje en superficie del Empaque y el Choque de fondo del PROVEEDOR 2.	3
4 Corrida de la Running Tool dentro del pozo con el ensamblaje armado	6
5 Instalación en fondo del Empaque del PROVEEDOR 2	2
6 Sacada de la Running Tool a superficie	4
7 Desarme de la Unidad de Wireline	6
8 Puesta en inyección del pozo	3
9 Entrega del pozo al equipo de Operaciones	2
<b>Total</b>	<b>44 hrs ≈ 2 días</b>

*Fuente: Los autores*

- **Costos por inversión (CAPEX).** A continuación se relacionan los costos totales generados en la operación de asentamiento del choque de fondo del PROVEEDOR 2 para el Pozo CUS 1. (Ver Tabla 31)

**Tabla 31.** Costos de instalación con Wireline del Choque de Fondo del PROVEEDOR 2 en el Pozo CUS 1

Descripción	Precio (USD)	Días	Total (USD)
Movilización	15.000	1	15.000
Logística	20.000	2	40.000
Unidad Operación por Wireline	18.000	2	36.000
Costo choque del Proveedor 2			120.000
<b>Total</b>			<b>211.000</b>

*Fuente: Los autores*

- **Costos Operacionales. (OPEX).** Para el presente proyecto se considera como costos operacionales únicamente la realización de un registro de inyección (ILT), el cual se hará una vez la inyección esté estabilizada, para verificar que los caudales de gas que se están inyectando a los yacimientos B1 y G1 se estén cumpliendo. No se consideran como costos operacionales los relacionados a la cantidad de gas inyectado ni al consumo de energía en el sistema de inyección (compresores), debido a que son costos que indiferentemente de colocar o no la restricción, se van a mantener constantes.

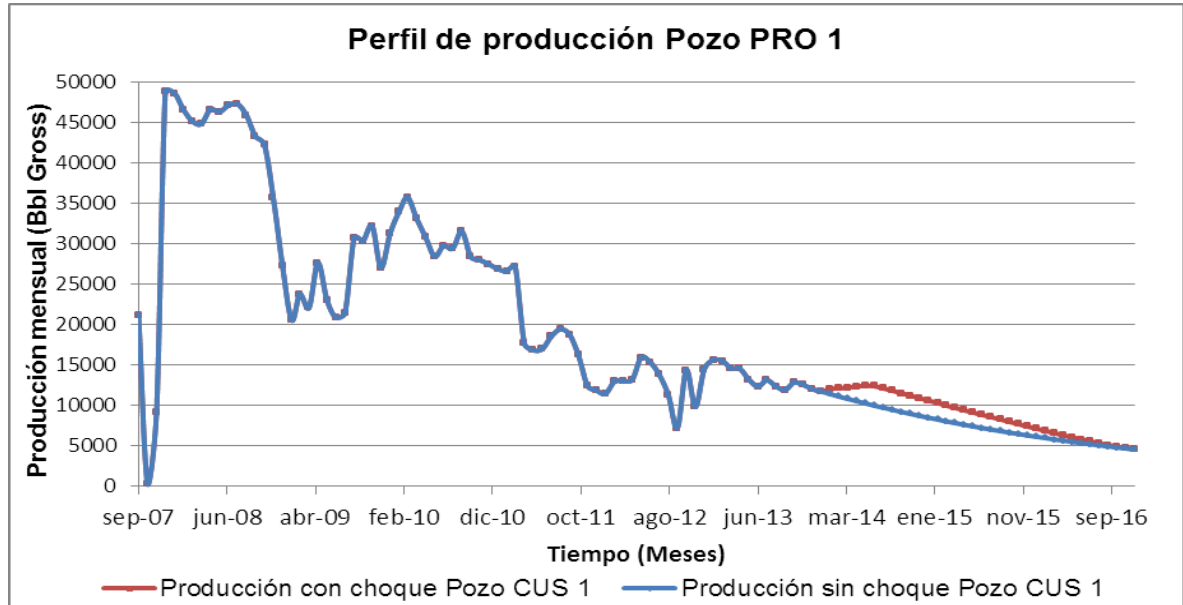
- **Ingresos del proyecto.** El proyecto pretende drenar reservas de los yacimientos B1 y G1 de 0.134 MMSTB Gross en los próximos 3 años, de los pozos PRO 1 y PRO 2, las cuales se esperan estén distribuidas según los siguientes perfiles de producción realizados a partir del procedimiento de “Well Allocation”. (Ver Tabla 32 y Gráficas 1 y 2).

**Tabla 32.** Distribución de producción incremental mensual y anual Pozo CUS 1

Mes	Producción Total Estimada (Bbl Gross)	Producción Pozo PRO 1 (Bbl Gross)	Producción Pozo PRO 2 (Bbl Gross)	Ingresos Mensual (MUSD)	Año	Producción Anual (Bbl Gross)	Ingreso Anual (MUSD)
ene-14	0	0,00	0,00	0	2014	61241,4	3062,07
feb-14	1830	626,01	1203,99	91,5			
mar-14	2928	1001,61	1926,39	146,4			
abr-14	4099,2	1402,26	2696,94	204,96			
may-14	5328,96	1822,94	3506,02	266,45			
jun-14	6394,75	2187,53	4207,22	319,74			
jul-14	7034,23	2406,28	4627,95	351,71			
ago-14	6999,06	2394,25	4604,81	349,95			
sep-14	6894,07	2358,33	4535,74	344,7			
oct-14	6756,19	2311,17	4445,02	337,81			
nov-14	6587,28	2253,39	4333,89	329,36			
dic-14	6389,67	2185,79	4203,88	319,48			
ene-15	6197,98	2120,21	4077,77	309,9	2015	57759,37	2887,97
feb-15	5950,06	2035,41	3914,65	297,5			
mar-15	5712,05	1953,99	3758,06	285,6			
abr-15	5483,57	1875,83	3607,74	274,18			
may-15	5264,23	1800,80	3463,43	263,21			
jun-15	5001,02	1710,76	3290,26	250,05			
jul-15	4750,97	1625,22	3125,75	237,55			
ago-15	4513,42	1543,96	2969,46	225,67			
sep-15	4197,48	1435,88	2761,60	209,87			
oct-15	3903,66	1335,37	2568,29	195,18			
nov-15	3552,33	1215,19	2337,14	177,62			
dic-15	3232,62	1105,82	2126,80	161,63			
ene-16	2941,68	1006,29	1935,39	147,08	2016	15335,87	766,79
feb-16	2588,68	885,54	1703,14	129,43			
mar-16	2278,04	779,28	1498,76	113,9			
abr-16	1936,33	662,38	1273,95	96,82			
may-16	1645,88	563,03	1082,85	82,29			
jun-16	1316,71	450,42	866,29	65,84			
jul-16	1053,36	360,33	693,03	52,67			
ago-16	737,36	252,24	485,12	36,87			
sep-16	442,41	151,34	291,07	22,12			
oct-16	265,45	90,81	174,64	13,27			
nov-16	95,56	32,69	62,87	4,78			
dic-16	34,4	11,77	22,63	1,72			
	134336,64	45954,0848	88382,5752	6716,83		134336,641	6716,83203

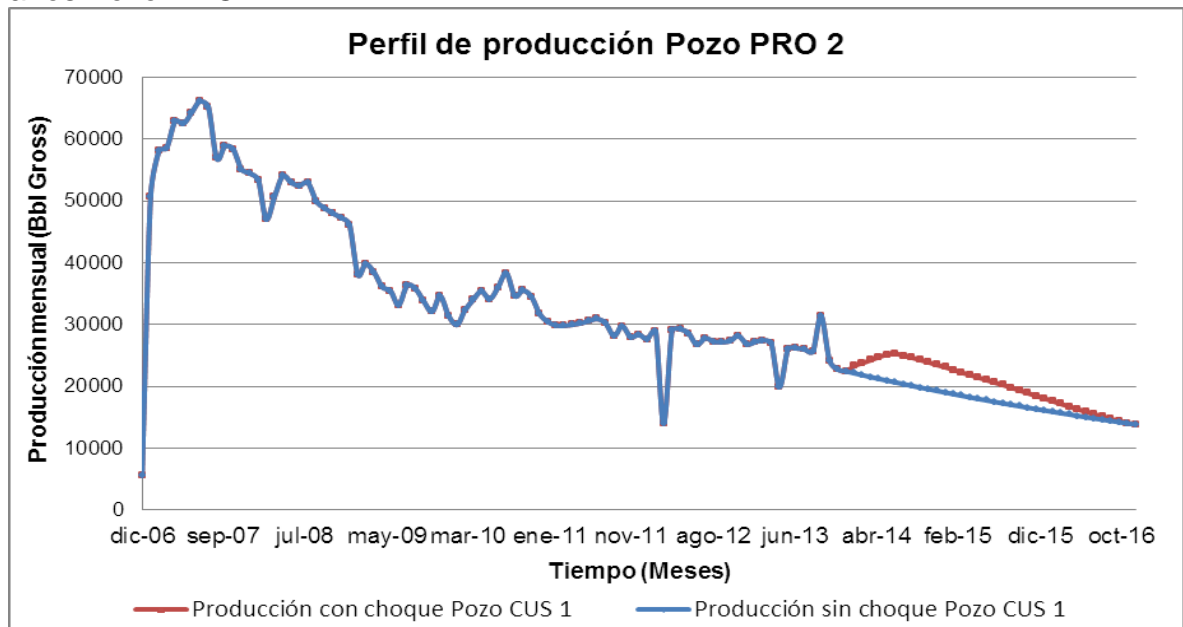
Fuente: Los autores a partir de información de producción incremental suministrada por EQUIÓN LTDA.

**Gráfica 1.** Producción histórica y distribución de producción incremental para 3 años Pozo PRO 1



Fuente: Los autores a partir del histórico de producción dado por EQUIÓN LTDA.

**Gráfica 2.** Producción histórica y distribución de producción incremental para 3 años Pozo PRO 2



Fuente: Los autores a partir del histórico de producción dado por EQUIÓN LTDA.

- **Flujo de caja.** Para realizar la evaluación económica se tuvieron en cuenta los indicadores que maneja Ecopetrol en la actualidad y se consideró el precio del barril de crudo a 50 USD/bbl. (Ver Tabla 33).

**Tabla 33.** Indicadores económicos evaluación a 3 años Pozo CUS 1

Indicadores	
TIO, %	11%
Impuestos %	33%
Periodos, años	3
Precio USD/bbl	50

Fuente. Los autores

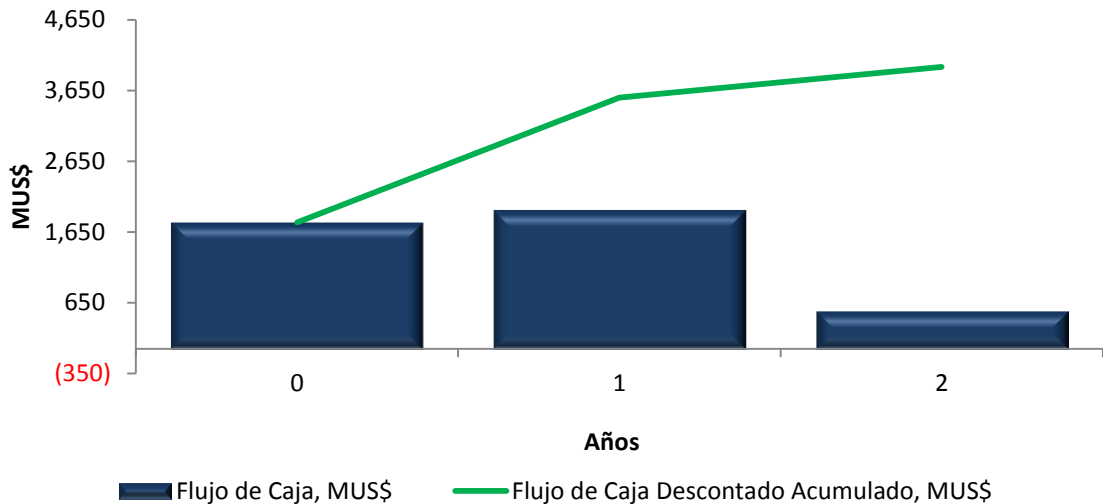
Con los indicadores ya mencionados, y los ingresos y egresos del proyecto, se realizó el cálculo del flujo de caja para 3 años, hasta el fin de la licencia, el cual está expresado en la Tabla 34 y Gráfica 3. Los resultados están consignados en la Tabla 35.

**Tabla 34.** Flujo de caja a 3 años Pozo CUS 1

Descripción	Años			Total
	0	1	2	
Ingresos, MUS\$	3,062	2,888	767	6716.832
Opex, MUS\$	120	0	0	120
Capex, MUS\$	211	0	0	211
Depreciacion, MUS\$	70	70	70	211
Impuestos, MUS\$	948	930	230	2107.325
Flujo de Caja Descontado, MUS\$	1,783	1,764	436	3983.305
Flujo de Caja Descontado Acumulado, MUS\$	1,783	3,547	3,983	3983.305

Fuente: Los autores

**Gráfica 3.** Comportamiento del flujo de caja a 3 años Pozo CUS 1



Fuente: Los autores



**Tabla 35.** Resultados evaluación económica a 3 años Pozo CUS 1

Resultados	
VPN, MUS\$	3,983
TIR, %	Indeterminado
EFI	18.9
Tpago, años	1

Fuente: Los autores

Para determinar con mayor precisión el tiempo de recuperación de la inversión, se decidió la evaluación económica centrada sólo en el primer año de producción. Los indicadores utilizados para el cálculo mensual están expresados en la Tabla 36, los cuales, corresponden a los manejados en Ecopetrol actualmente, pero, fue necesario realizar la conversión de la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) anual a mensual mediante la siguiente fórmula:

$$TIO_{\text{mensual}} = \sqrt[12]{TIO_{\text{anual}} + 1} - 1$$

**Tabla 36.** Indicadores económicos evaluación 1 año Pozo CUS 1

Indicadores	
TIO, %	0.87346
Impuestos %	33
Períodos, meses	12
Precio USD/bbl	50

Fuente: Los autores

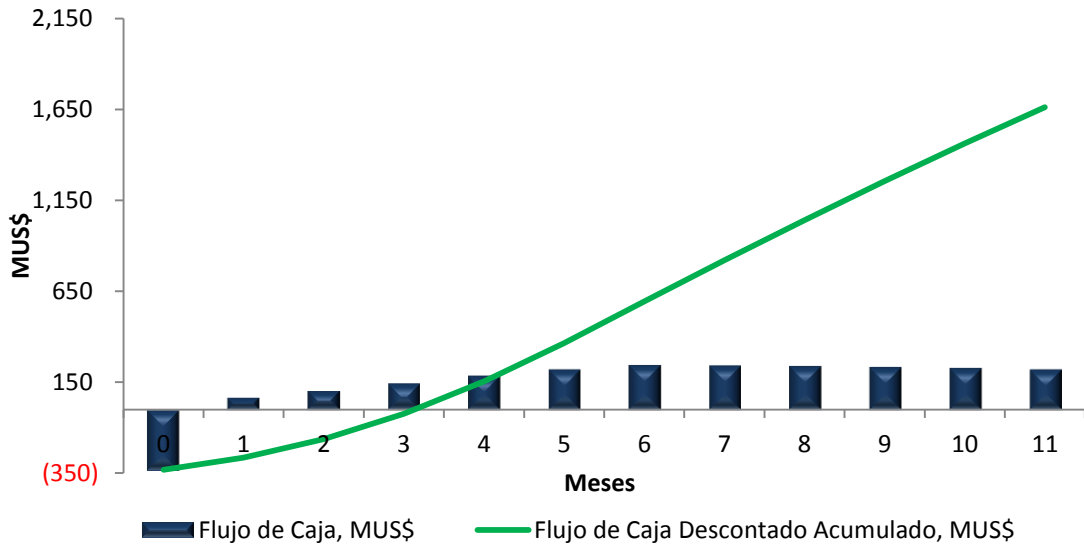
Con los indicadores ya mencionados, y los ingresos y egresos del proyecto, se realizó el cálculo del flujo de caja mensual para el primer año de producción (Ver Tabla 37 y Gráfica 4). Los resultados están consignados en la Tabla 38.

**Tabla 37.** Flujo de caja a 1 año Pozo CUS 1

Descripción	Mes												Total
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Ingresos, MUS\$	0	92	146	205	266	320	352	350	345	338	329	319	3,062
Opex, MUS\$	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120
Capex, MUS\$	211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	211
Depreciación, MUS\$	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	211
Impuestos, MUS\$	0	24	43	62	82	100	110	110	108	106	103	100	947
Flujo de Caja, MUS\$	(331)	67	104	143	184	220	241	240	237	232	226	220	1,784
Flujo de Caja Descontado, MUS\$	(331)	67	102	139	178	211	229	226	221	215	208	200	1,664
Flujo de Caja Descontado Acumulado, MUS\$	(331)	(264)	(162)	(23)	155	366	595	821	1,042	1,257	1,464	1,664	1,664

Fuente: Los autores

**Gráfica 4.** Comportamiento del flujo de caja a 1 año de producción Pozo CUS 1



Fuente: Los autores

**Tabla 38.** Resultados evaluación económica a 1 año Pozo CUS 1

Resultados	
VPN, MUS\$	1,664
TIR,%	39
EFI	7.9
Tpago, meses	5

Fuente: Los autores

**6.2.2 Pozo CUS 2:** De acuerdo al Proveedor seleccionado para el pozo CUS 2 (PROVEEDOR 1) por operatividad técnica, se consideran dos de los tres métodos de instalación expuestos en el presente trabajo: Wireline y Wireline + Coiled Tubing, los cuales serán analizados más adelante con su respectiva secuencia de actividades y tiempos de duración (Ver Tablas 40 y 48).

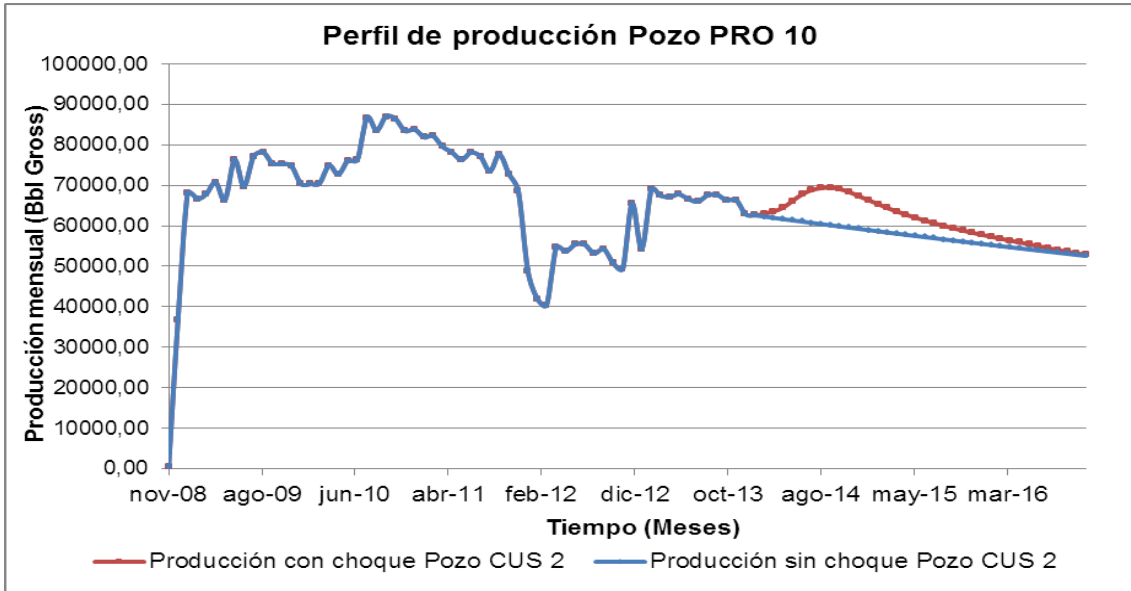
• **Ingresos del proyecto.** El proyecto pretende drenar reservas de los yacimientos B1 y G1 de 0.163 MMSTB Gross en los próximos 3 años, de los pozos PRO 10 y PRO 11, las cuales se esperan estén distribuidas según los siguientes perfiles de producción realizados a partir del procedimiento de “Well Allocation”. (Ver Tabla 39 y Gráficas 5 y 6).

**Tabla 39.** Distribución de reservas incrementales mensual y anual Pozo CUS 2

Mes	Producción Total Estimada (Bbl Gross)	Producción Pozo PRO 10 (Bbl Gross)	Producción Pozo PRO 11 (Bbl Gross)	Ingresos Mensual (MUSD)	Año	Producción Anual (Bbl Gross)	Ingreso Anual (MUSD)
ene-14	0	0,00	0,00	0	2014	81798,1	4089,91
feb-14	930	784,96	145,04	46,5			
mar-14	1860	1569,92	290,08	93			
abr-14	3348	2825,86	522,14	167,4			
may-14	5691,6	4803,96	887,64	284,58			
jun-14	7968,24	6725,54	1242,70	398,41			
jul-14	9561,89	8070,65	1491,24	478,09			
ago-14	10518,08	8877,72	1640,36	525,9			
sep-14	11043,98	9321,60	1722,38	552,2			
oct-14	10933,54	9228,39	1705,15	546,68			
nov-14	10386,86	8766,96	1619,90	519,34			
dic-14	9555,91	8065,61	1490,30	477,8			
ene-15	8743,66	7380,03	1363,63	437,18	2015	64563,94	3228,2
feb-15	7956,73	6715,83	1240,90	397,84			
mar-15	7200,84	6077,82	1123,02	360,04			
abr-15	6516,76	5500,43	1016,33	325,84			
may-15	5897,67	4977,89	919,78	294,88			
jun-15	5337,39	4504,99	832,40	266,87			
jul-15	4830,34	4077,02	753,32	241,52			
ago-15	4371,46	3689,70	681,76	218,57			
sep-15	3956,17	3339,18	616,99	197,81			
oct-15	3580,33	3021,96	558,37	179,02			
nov-15	3240,2	2734,87	505,33	162,01			
dic-15	2932,38	2475,06	457,32	146,62			
ene-16	2653,81	2239,93	413,88	132,69	2016	16957,87	847,89
feb-16	2401,69	2027,13	374,56	120,08			
mar-16	2173,53	1834,55	338,98	108,68			
abr-16	1956,18	1651,10	305,08	97,81			
may-16	1760,56	1485,99	274,57	88,03			
jun-16	1496,48	1263,09	233,39	74,82			
jul-16	1272,01	1073,63	198,38	63,6			
ago-16	1017,6	858,90	158,70	50,88			
sep-16	814,08	687,12	126,96	40,7			
oct-16	610,56	515,34	95,22	30,53			
nov-16	457,92	386,50	71,42	22,9			
dic-16	343,44	289,88	53,56	17,17			
	163319,92	137849,1293	25470,7607	8166		163319,92	8166

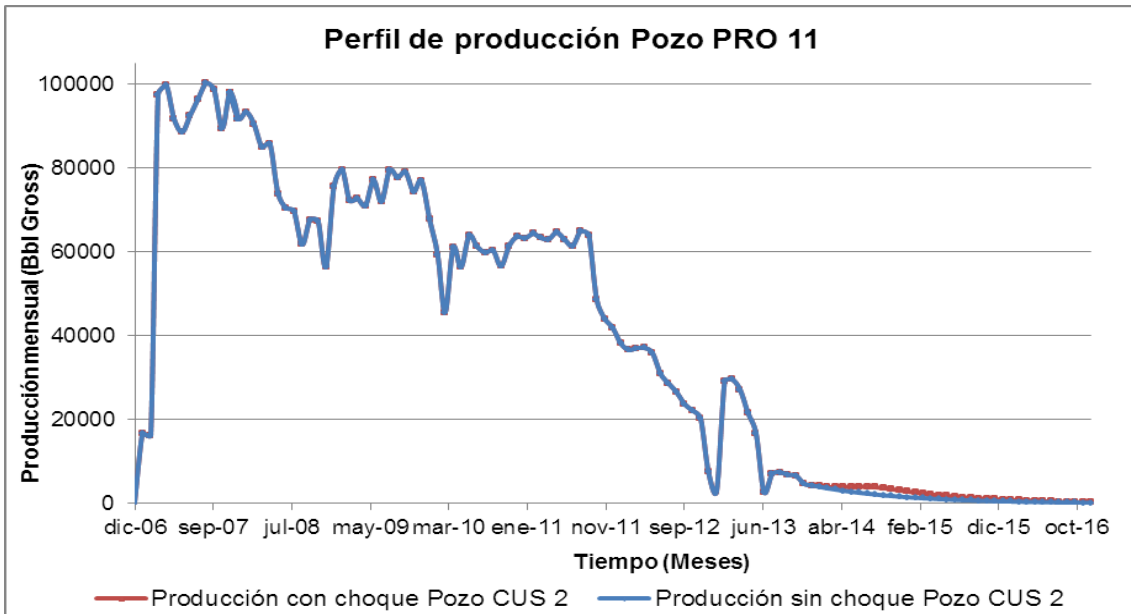
Fuente: Los autores a partir de información de producción incremental suministrada por EQUIÓN LTDA.

**Gráfica 5.** Producción histórica y distribución de producción incremental para 3 años Pozo PRO 10



*Fuente: Los autores a partir del histórico de producción dado por EQUIÓN LTDA.*

**Gráfica 6.** Producción histórica y distribución de producción incremental para 3 años Pozo PRO 11



*Fuente: Los autores a partir del histórico de producción dado por EQUIÓN LTDA.*

### 6.2.2.1 Opción 1. Corrida de herramientas con equipo Wireline

**Tabla 40.** Actividades y tiempos de instalación con Wireline del Choque de Fondo del PROVEEDOR 1 en el Pozo CUS 2

Actividad	Tiempo (h)
Movilización del equipo en Campo hasta la locación, 1 incluyendo el personal.	12
Armada equipo Wireline y pruebas integridad a éste teniendo 2 en cuenta que la presión de Shut Off es de 3500 psi.	6
Ensamblaje en superficie del Empaque junto con los Niples de 3 asentamiento del PROVEEDOR 1	3
Corrida de la Running Tool dentro del pozo con el ensamblaje 4 armado	6
5 Instalación en fondo del Empaque del PROVEEDOR 1	2
6 Sacada de la Running Tool del Empaque a superficie	4
Ensamblaje de herramientas con el Choque de fondo en 7 superficie del Proveedor 1.	2
Corrida e Instalación del Choque de Fondo en el Niple a 13758 8 ft.	8
Sacada de la Running Tool una vez instalado el Choque de 9 Fondo en el Pozo CUS 2	4
10 Desarme de la Unidad de Wireline	6
11 Puesta en inyección del pozo	3
12 Entrega del pozo al equipo de Operaciones	2
<b>Total</b>	<b>58 hrs ≈ 3 días</b>

*Fuente: Los autores*

- **Costos por inversión (CAPEX).** A continuación se relacionan los costos totales generados en la operación de asentamiento del choque de fondo del PROVEEDOR 1 para el Pozo CUS 2. (Ver Tabla 41)

**Tabla 41.** Costos de instalación del Choque de Fondo del PROVEEDOR 1 en el Pozo CUS 2 – Opción 1

Descripción	Precio (USD)	Días	Total (USD)
Movilización	15.000	1	15.000
Logística	20.000	3	60.000
Unidad Operación por Wireline	18.000	26 h=1.1 días	36.000
Costo choque del Proveedor 1			85.000
<b>Total</b>			<b>196.000</b>

*Fuente: Los autores*

- **Costos Operacionales. (OPEX).** Para el presente proyecto se considera como costos operacionales únicamente la realización de un registro de inyección (ILT), el cual se hará una vez la inyección esté estabilizada, para verificar que los caudales de gas que se están inyectando a los yacimientos B1 y G1 se estén cumpliendo. No se consideran costos operacionales los relacionados a la cantidad de gas inyectado ni al consumo de energía en el sistema de inyección (compresores), debido a que son costos que indiferentemente de colocar o no la restricción, se van a mantener constantes.

- **Flujo de caja.** Para realizar la evaluación económica se tuvieron en cuenta los indicadores que maneja Ecopetrol en la actualidad y se consideró el precio del barril de crudo de 50 USD/Bbl. (Ver Tabla 42).

**Tabla 42.** Indicadores económicos evaluación a 3 años Pozo CUS 2 – Opción 1

Indicadores	
TIO, %	11%
Impuestos %	33%
Periodos, años	3
Precio, USD/bbl	50

Fuente. Los autores.

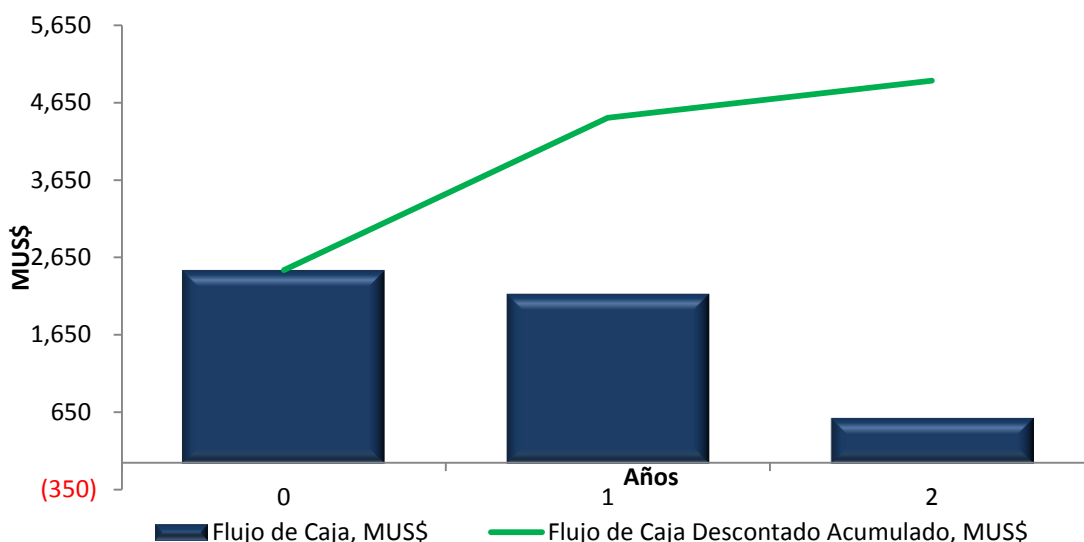
Con los indicadores ya mencionados, y los ingresos y egresos del proyecto, se realizó el cálculo del flujo de caja para 3 años, hasta el fin de la licencia, el cual está expresado en la Tabla 43 y en la Gráfica 7. Los resultados de la evaluación económica están consignados en la Tabla 44.

**Tabla 43.** Flujo de caja a 3 años Pozo CUS 2 – Opción 1

Descripción	Años			Total
	0	1	2	
Ingresos, MUS\$	4,090	3,228	848	8,166
Opex, MUS\$	120	0	0	120
Capex, MUS\$	196	0	0	196
Depreciacion, MUS\$	65	65	65	196
Impuestos, MUS\$	1,367	1,107	274	2,590
Flujo de Caja Descontado, MUS\$	2,407	2,121	574	5,259
Flujo de Caja Descontado Acumulado, MUS\$	2,407	1,894	458	4,932

Fuente. Los autores.

**Gráfica 7.** Comportamiento del flujo de caja a 3 años Pozo CUS 2 – Opción 1



Fuente. Los autores.

**Tabla 44.** Resultados evaluación económica a 3 años Pozo CUS 1 – Opción 1

Resultados	
VPN, MUS\$	4,932
TIR, %	Indeterminado
EFI	25.2
Tpago, años	1

Para determinar con mayor precisión el tiempo de recuperación de la inversión, se decidió hacer esta misma evaluación económica pero centrada sólo en el primer año de producción. Los indicadores utilizados para el cálculo mensual están expresados en la Tabla 45, los cuales, corresponden a los manejados en Ecopetrol actualmente, pero, con una conversión de la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) anual a mensual.

**Tabla 45.** Indicadores económicos evaluación a 1 año Pozo CUS 2 – Opción 1

Indicadores	
TIO, %	0.87346
Impuestos %	33
Periodos, meses	12
USD/bbl	50

Fuente. Los autores

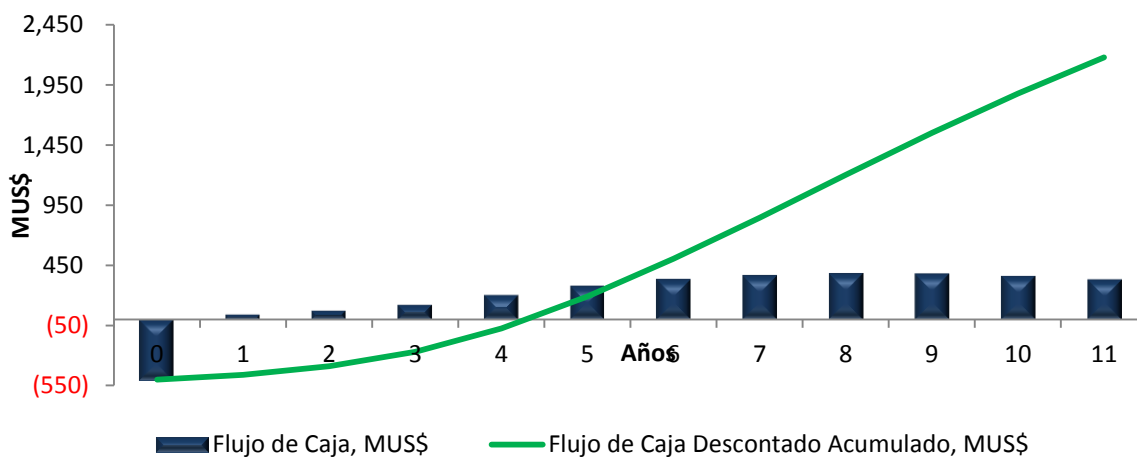
Con los indicadores ya mencionados, y los ingresos y egresos del proyecto, se realizó el cálculo del flujo de caja mensual para el primer año de producción, el cual está expresado en la Tabla 46 y Gráfica 8. Los resultados están consignados en la Tabla 47.

**Tabla 46.** Flujo de caja a 1 año Pozo CUS 2 – Opción 1

Descripción	Mes											Total	
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11
Ingresos, MUS\$	0	47	93	167	285	398	478	526	552	547	519	478	4,090
Opex, MUS\$	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120
Capex, MUS\$	196	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196
Depreciación, MUS\$	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	196
Impuestos, MUS\$	0	10	25	50	89	126	152	168	177	175	166	152	1,290
Flujo de Caja, MUS\$	(316)	37	68	118	196	272	326	358	375	372	353	326	2,484
Flujo de Caja Descontado Acumulado, MUS\$	(316)	36	67	115	189	261	309	337	350	344	324	296	2,311

Fuente. Los autores

**Gráfica 8.** Comportamiento del flujo de caja a 1 año Pozo CUS 2 – Opción 1



Fuente. Los autores



**Tabla 47.** Resultados evaluación económica a 1 año Pozo CUS 2 – Opción 1

<b>Resultados</b>	
VPN, MUS\$	2,311
TIR,%	41
EF	11.8
Tpago, meses	4

*Fuente. Los autores.*

### 6.2.2.2 Opción 2. Corrida de herramientas con equipo Wireline-Coiled Tubing

**Tabla 48.** Actividades y tiempos de instalación con Wireline y Coiled Tubing del Choque de Fondo del PROVEEDOR 1 en el Pozo CUS 2 – Opción 2

<b>Actividad</b>	<b>Tiempo (h)</b>
1 Movilización del equipo en Campo hasta la locación, incluyendo el personal.	12
2 Armada equipo Coiled Tubing y pruebas integridad a éste teniendo en cuenta que la presión de Shut Off es de 3500 psi.	12
3 Armada y corrida con memorias, teniendo en cuenta que se harán tres (3) pasadas con un intervalo de +/- 100 ft para registrar (Tabla 19), y así correlacionar el punto de asentamiento del equipo de choque de fondo, a 13758 ft.	22
4 Ensamblaje en superficie del Empaque junto con el Niple de asentamiento del PROVEEDOR 1	4
5 Corrida dentro del pozo con el ensamblaje armado	14
6 Instalación en fondo del Empaque del PROVEEDOR 1	3
7 Sacada de herramientas a superficie	10
8 Desarme de la unidad del Coiled Tubing	12
9 Armada de la Unidad de Wireline y pruebas de integridad a teniendo en cuenta que la presión de Shut Off es de 3500 psi.	6
10 Ensamblaje de herramientas con el Lock en superficie del Proveedor 1.	2
11 Corrida e instalación de la Running Tool con el Choque de Fondo en el Niple a la profundidad de 13758 ft.	8
12 Sacada de Running Tool del Choque de Fondo del Pozo CUS 2	4
13 Desarme de la Unidad de Wireline	6
14 Puesta en inyección del pozo	3
15 Entrega del pozo al equipo de Operaciones	2
<b>Total</b>	<b>120 hrs ≈ 5 días</b>

*Fuente. Los autores.*

- **Costos por inversión (CAPEX).** A continuación se relacionan los costos totales generados en la operación de asentamiento del choque de fondo del PROVEEDOR 1 para el Pozo CUS 2. (Ver Tabla 49).

**Tabla 49.** Costos de instalación con Wireline y Coiled Tubing del Choque de Fondo del PROVEEDOR 1 en el Pozo CUS 2 – Opción 2

Descripción	Precio	Días	Total (USD)
Movilización	15.000	1	15.000
Logística	20.000	5	120.000
Movilización Unidad Coiled Tubing	5.000	1	5.000
Unidad Operación Coiled Tubing	30.000	79 h=3.3 días	120.000
Unidad Operación por Wireline	18.000	26 h=1.1 días	36.000
Costo choque del PROVEEDOR 1			85.000
<b>Total</b>			<b>381.000</b>

Fuente. Los autores.

- **Costos Operacionales. (OPEX).** Para el presente proyecto se considera como costos operacionales únicamente la realización de un registro de inyección (ILT), el cual se hará una vez la inyección esté estabilizada, para verificar que los caudales de gas que se están inyectando a los yacimientos B1 y G1 se estén cumpliendo. No se consideran costos operacionales los relacionados a cantidad de gas inyectado ni consumo de energía en el sistema de inyección (compresores), debido a que son costos que indiferentemente de colocar o no la restricción, se van a mantener constantes.

- **Flujo de caja.** Para realizar la evaluación económica se tuvieron en cuenta los indicadores que maneja Ecopetrol en la actualidad y se consideró el precio del barril de crudo a 50 USD/Bbl. (Ver Tabla 50)

**Tabla 50.** Indicadores económicos evaluación a 3 años Pozo CUS 2 – Opción 2

Indicadores	
TIO, %	11%
Impuestos %	33%
Periodos, años	3
Precio, USD/bbl	50

Fuente. Los autores.

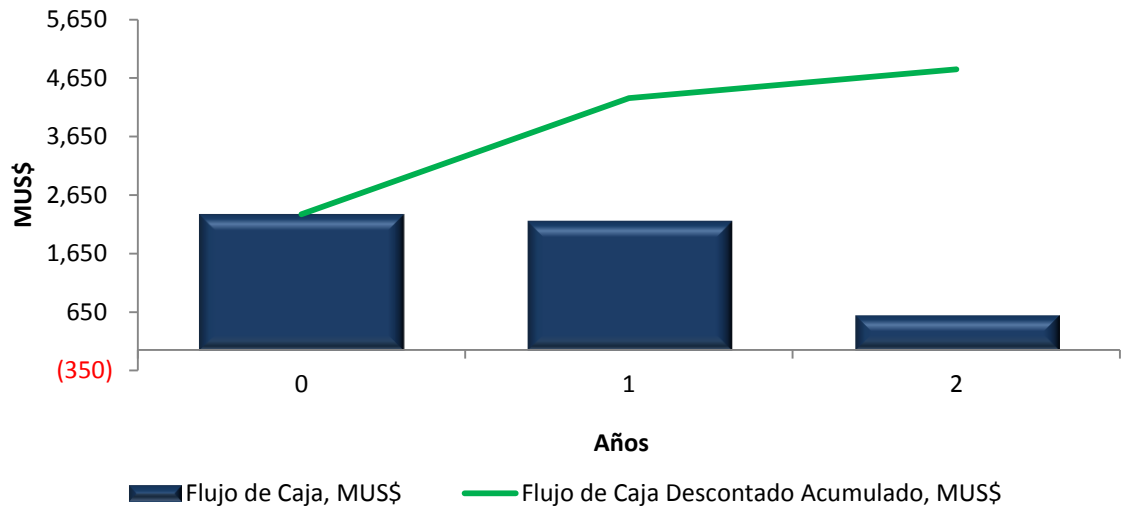
Con los indicadores ya mencionados, y los ingresos y egresos del proyecto, se realizó el cálculo del flujo de caja para 3 años, el cual está expresado en la Tabla 51 y Gráfica 9. Los resultados de la evaluación económica están consignados en la Tabla 52.

**Tabla 51.** Flujo de caja a 3 años Pozo CUS 2 - Opción 2

Descripción	Años			Total
	0	1	2	
Ingresos, MUS\$	4,090	3,228	848	8,166
Opex, MUS\$	120	0	0	120
Capex, MUS\$	381	0	0	381
Depreciacion, MUS\$	127	127	127	381
Impuestos, MUS\$	1,268	1,023	238	2,529
Flujo de Caja Descontado, MUS\$	2,321	2,205	610	5,136
Flujo de Caja Descontado Acumulado, MUS\$	2,321	1,986	495	4,802

Fuente. Los autores.

**Gráfica 9.** Comportamiento del flujo de caja a 3 años Pozo CUS 2 - Opción 2



Fuente. Los autores

**Tabla 52.** Resultados evaluación económica a 3 años Pozo CUS 1 - Opción 2

Resultados	
VPN, MUS\$	4,802
TIR,%	Indeterminado
EFI	12.6
Tpago, años	1

Fuente. Los autores

Para determinar con mayor precisión el tiempo de recuperación de la inversión, se decidió hacer esta misma evaluación económica pero centrada sólo en el primer año de producción. Los indicadores utilizados para el cálculo mensual están expresados en la Tabla 53, los cuales, corresponden a los manejados en Ecopetrol actualmente, pero, con una conversión de la Tasa Interna de Oportunidad (TIO) anual a mensual

**Tabla 53.** Indicadores económicos evaluación a 3 años Pozo CUS 2 – Opción 2

Indicadores	
TIO, %	0.87346%
Impuestos %	33%
Periodos, meses	12
USD/bbl	50

*Fuente. Los autores.*

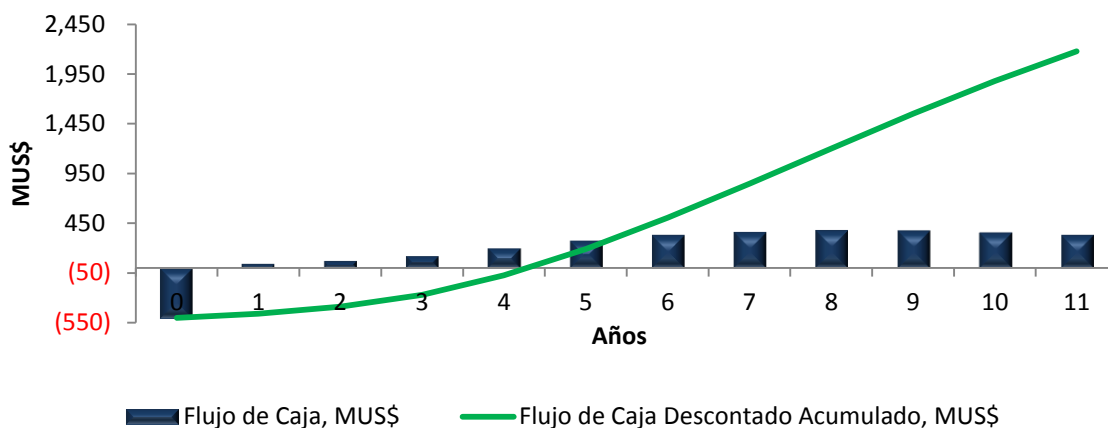
Con los indicadores ya mencionados, y los ingresos y egresos del proyecto, se realizó el cálculo del flujo de caja mensual para el primer año de producción, el cual está expresado en la Tabla 54 y Gráfica 10. Los resultados están consignados en la Tabla 55.

**Tabla 54.** Flujo de caja a 1 año Pozo CUS 2 - Opción 2

Descripción	Mes												Total
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Ingresos, MUS\$	0	47	93	167	285	398	478	526	552	547	519	478	4,090
Opex, MUS\$	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120
Capex, MUS\$	381	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	381
Depreciación, MUS\$	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	381
Impuestos, MUS\$	0	5	20	45	83	121	147	163	172	170	161	147	1,234
Flujo de Caja, MUS\$	(501)	42	73	123	201	277	331	363	380	377	358	331	2,354
Flujo de Caja Descontado Acumulado, MUS\$	(501)	41	72	119	194	266	314	341	355	348	329	300	2,179

*Fuente. Los autores.*

**Gráfica 10.** Comportamiento del flujo de caja a 1 año Pozo CUS 2 - Opción 2



Fuente. Los autores.

**Tabla 55.** Resultados evaluación económica a 1 año Pozo CUS 2 - Opción 2

Resultados	
VPN, MUS\$	2,179
TIR, %	29
EFI	5.7
Tpago, meses	6

Fuente. Los autores.

### 6.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para efectos de claridad y cumplimiento con los objetivos del presente trabajo, el análisis de resultados se hará para el período completo del proyecto, es decir 3 años, hasta el fin de la licencia.

**6.3.1 Pozo CUS 1.** Según los criterios de evaluación financiera de proyectos que maneja la compañía, y los resultados obtenidos en el análisis con el flujo de caja para el Pozo CUS 1 se tiene que (Tabla 56)

**Tabla 56.** Resultados evaluación económica Pozo CUS 1

	Criterio	Condición	Valor	Cumple
1	VPN (MUSD)	>0	3983	SI
2	EFI	>0.25	18.9	SI
3	TIR (%) (3 años)	>25	Indeterminado	SI
4	TIR (%) (1 año)	>25	39	SI
5	PAYBACK (Meses)	N/A	5	N/A

Fuente. Los autores.

Según la tabla anterior, el proyecto está cumpliendo las condiciones desde el primer criterio de evaluación económica (VPN > 0), y es de resaltar el alto valor de Eficiencia Financiera (EFI) que presenta, lo que significa que por cada dólar que se está invirtiendo en el proyecto, se recuperará después de 3 años, 18.9 dólares.

La indeterminación en la Tasa Interna de Retorno evaluada a la totalidad del proyecto se presenta debido a un comportamiento anómalo de este valor, el cual, como ya se ha mencionado anteriormente, corresponde a la tasa donde el VPN se hace 0. Éste número puede ser determinado en una gráfica de Tasa Interna de Oportunidad (TIO) Vs. VPN. El punto en el cual la curva corta el eje x, se considera la TIR. En la evaluación económica para éste pozo, el valor de la TIR no pudo ser determinado numéricamente debido a que la alta rentabilidad del proyecto genera altas ganancias desde el comienzo hasta el final a una muy baja inversión, lo que lo hace un proyecto viable.

En cuanto a la TIR para el primer año de producción, la cual sí se pudo determinar debido a ingresos más bajos, se afirma que es muy buena, puesto que es 14 puntos más alta que la requerida, reiterando la viabilidad económica de la intervención.

El tiempo de pago del proyecto es de 5 meses, lo que se considera un tiempo adecuado teniendo en cuenta la duración total del proyecto (3 años) y las utilidades netas que se van a obtener.

**6.3.2 Pozo CUS 2.** Para el Pozo CUS 2 se consideraron 2 opciones, cuyos resultados y cumplimiento de criterios fueron: (Ver Tablas 57 y 58).

- **Opción 1.** Corrida de herramientas con equipo Wireline

**Tabla 57.** Resultados evaluación económica Pozo CUS 2 - Opción 1

	<b>Criterio</b>	<b>Condición</b>	<b>Valor</b>	<b>Cumple</b>
1	VPN (MUSD)	>0	4932	SI
2	EFI	>0.25	25.2	SI
3	TIR (%) (3 años)	>25	Indeterminado	SI
4	TIR (%) (1 año)	>25	41	SI
5	PAYBACK (Meses)	N/A	5	N/A

*Fuente. Los autores.*

- **Opción 2.** Corrida de herramientas con equipo Wireline-Coiled Tubing

**Tabla 58.** Resultados evaluación económica Pozo CUS 2 - Opción 2

	<b>Criterio</b>	<b>Condición</b>	<b>Valor</b>	<b>Cumple</b>
1	VPN (MUSD)	>0	4802	SI
2	EFI	>0.25	12.6	SI
3	TIR (%) (3 años)	>25	Indeterminado	SI
4	TIR (%) (1 año)	>25	29	SI
5	PAYBACK (Meses)	N/A	6	N/A

*Fuente. Los autores.*

Según las tablas anteriores, el proyecto para el Pozo CUS 2 se reconoce como viable económicamente en las dos opciones consideradas, pues ambas cumplen las mínimas condiciones requeridas desde el primer criterio de evaluación financiera (VPN > 0) , además de presentar altos valores de eficiencia financiera (EFI), reconociendo gran ventaja de la Opción 1 (25.2) con respecto a la Opción 2 (12.6), lo que hace de la instalación del Choque de Fondo únicamente con Wireline, una alternativa mucho más rentable económicamente.

En estos dos casos, también se presenta la indeterminación en la Tasa Interna de Retorno debido al comportamiento anómalo de este valor, justificable por el excelente comportamiento del flujo de caja con respecto a la inversión realizada; sin embargo, al analizar la TIR al primer año de producción, se observa que la Tasa Interna de Retorno de la Opción 1 (41%) resulta ser también más favorable que la Opción 2 (29%).

Finalmente el tiempo de pago del proyecto nodifiere mucho entre las 2 opciones, así que se considera que no es un factor determinante, en la escogencia de la mejor alternativa bajo este parámetro.

Por lo anterior, económicamente se selecciona la Opción 1: Corrida del Choque de Fondo con Wireline, pero además, se le abona la ventaja técnica de poder aplicar sin ningún inconveniente éste método por la condición mecánica del pozo, siendo éste de bajo grado de inclinación, es decir, prácticamente vertical.

- **Compilado de resultados**

A continuación se presenta el compilado de resultados técnicos y económicos para la implementación de los choques de fondo para los Pozos CUS 1 y CUS 2. (Ver Tabla 59)

**Tabla 59.** Resultados técnicos y económicos Pozos CUS 1 y CUS 2

<b>Compilado de resultados</b>		
<b>Parámetro</b>	<b>Pozo CUS 1</b>	<b>Pozo CUS 2</b>
Proveedor	2	1
ID Choque (in)	0.55	1.4
Longitud del choque (ft)	1	1
Profundidad de asentamiento (ft)	14761	13758
Caudal de inyección (MMSCFD)	35	25
Caudal B1 (MMSCFD)	10.94	16.596
Caudal G1 (MMSCFD)	24.07	9.128
Presión de inyección (psi)	4165	4215
Utilidad neta (MUSD)	3983	4932
Tiempo de pago (meses)	5	5



## 7. CONCLUSIONES

- Se puede concluir que la implementación de los choques de fondo para la correcta distribución del caudal de gas natural seco a inyectar en los yacimientos B1 y G1 de los pozos CUS 1 y CUS 2 resulta ser una propuesta viable técnica y económicamente, logrando los resultados esperados y generando una rentabilidad bastante alta como lo demuestra los análisis económicos.
- Con el uso del Software WellFlo de Weatherford y todas las ecuaciones de flujo implícitas que éste trae, se pudo realizar exitosamente el análisis nodal de los pozos CUS 1 y CUS 2, al simular las condiciones de flujo colocando el choque de fondo (presión, temperatura y caudal) para asegurar la distribución del caudal de gas inyectado en los yacimientos B1 y G1 en las proporciones deseadas.
- Mediante el análisis nodal se determinaron los diámetros internos de los choque de fondo de los pozos CUS 1 y CUS 2 los cuales fueron 0.55 pulgadas y 1.4 pulgadas respectivamente.
- Se determinó las presiones de inyección adecuadas para la distribución de los caudales en los dos yacimientos evaluados de los pozos CUS 1 y CUS 2, las cuales fueron: 4165 psi y 4215 psi respectivamente.
- Se determinaron a partir de los caudales de inyección dados para los Pozos CUS 1 y CUS 2, que los caudales a inyectar para cada yacimiento son: ( Ver *Tabla 60*)

**Tabla 60.** Distribución de caudales en yacimientos B1 y G1

Pozo	B1 (MMSCFD)	G1 (MMSCFD)
CUS 1	10.940	16.696
CUS 2	24.070	9.128

*Fuente: Los autores*

- Se seleccionó la configuración de fondo más conveniente para cada uno de los pozos evaluados, definiéndose así (*Ver Tabla 61*):

**Tabla 61.** Configuración de choques de fondo seleccionados Pozos CUS 1 y CUS 2

Pozo	Proveedor	Configuración
CUS 1	2	Empaque - Choque de Fondo
CUS 2	1	Empaque - Niple de Asentamiento - Choque de Fondo

*Fuente: Los autores*

- Se efectuó la evaluación económica del proyecto evidenciando la alta rentabilidad que produce la instalación de la herramienta en los pozos inyectoras, dejando valores de utilidad neta para los pozos CUS 1 y CUS 2 de 3983 MUSD con eficiencia de 18.9 y 4932 MUSD con eficiencia de 25.2 respectivamente.

## 8. RECOMENDACIONES

Debido a los altos beneficios técnicos y económicos que ofrece el asentamiento de Choques de Fondo en los pozos inyectoros de gas, debería considerarse la posibilidad de extender su aplicación a otros pozos del campo con características similares para drenar lograr el drenaje eficiente de las zonas que aún no se han podido drenar.

Se recomienda continuar el proyecto de evaluación técnica y económica una vez aplicada la tecnología a cada pozo, como próximo tema de tesis.

Se recomienda optimizar el diseño de las facilidades para aumentar la capacidad de inyección, lo cual permitiría hacer un barrido más efectivo de los yacimientos de interés: B1 y G1.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Wireline Operations and Procedures. Tercera edición. 1994.

BOCA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Octava Edición. Bogotá.

Catálogos de Choques de fondo. Equión Energía Limited. 2013.

GAMBOA VELAZQUEZ, Ramiro. Evaluación de proyectos de inversión en términos corrientes y en términos constantes – Impacto de la inflación. Revista Universidad EAFIT No. 79.

ICOTA. An Introduction to Coiled Tubing: History, Applications, and Benefits. 2005.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación: Presentación de Tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Bogotá. Sexta actualización. 2008. (NTC 1486.)

L. SOTO, G. PENUELA, SPE, I. BENAVIDES, M. MARTINEZ, I. CASTIBLANCO, SPE, AND I. CHAVES, BP COLOMBIA. SPE 103593: Gas-Injection Redistribution Revitalizes a Mature Volatile Oil Field: Cusiana Field Case Study. 2006

MATURANA, Omar. Secondary Recovery Operations: Slickline y Wireline en intervenciones de pozos inyectoros de agua en proyectos de recuperación secundaria. Argentina.

SERRANO R, Javier. Matemáticas financieras y evaluación de proyectos. Segunda Edición. Universidad de los Andes, Comité de Investigaciones y Publicaciones. 2010

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Technology Update: Adjustable Downhole Choke Technology Facilitates Intelligent-Completion Push. Septiembre. 2005.

SUN Kai, COULL Craig, CONSTANTINE Jesse, ALBRECHT Kenneth y TIRADO Ricardo, Baker Oil Tools. SPE 113416-MS: Modeling the Downhole Choking's Impacts on Well Flow Performance and Production Fluid Allocations of a Multiple-Zone Intelligent Well System. 2008.

WELLFLO. Petroleum Engineering Software. User Guide: Software Version 3.8.4. Weatherford.

**ANEXOS**

**ANEXO A**

**SURVEYS POZOS CUS 1 Y CUS 2**

**A.1 Tabla A1. Survey Pozo CUS 1**

<b>MD (ft)</b>	<b>Incl (°)</b>	<b>Azimut Grid (°)</b>	<b>TVD (ft)</b>	<b>NS (ft)</b>	<b>EW (ft)</b>	<b>Dogleg (°/100ft)</b>
100	0,24	0,339996	0,143463	0,000851	999,998	0,350365
200	0,29	1,87	0,587793	-0,00921	199,999	0,375673
400	0,83	285,88	14,502	-150,786	399,989	0,081129
600	0,64	284,72	187,029	-442,113	599,967	0,74367
800	1,82	306,7	326,721	-747,423	799,933	11,642
1000	1,66	217,999	917,842	-116,498	999,788	0,485406
1200	0,76	349,56	13,128	-115,575	1199,74	112,064
1400	0,88	351,5	160,387	-120,783	1399,72	0,113679
1600	0,85	351,79	191,094	-126,063	1599,7	0,161651
1800	0,96	348,87	22,175	-129,378	1799,67	0,097879
2000	0,96	345,83	252,808	-134,427	1999,65	0,430213
2200	1,79	322,63	289,841	-147,378	2199,61	23,437
2400	2,28	319,65	348,094	-194,807	2399,47	0,204159
2600	3,69	312,74	421,453	-266,254	2599,19	0,158478
3000	7,28	306,98	671,715	-563,039	2997,23	0,863467
3200	8,98	302,31	830,434	-793,184	3195,26	108,203
3400	10,53	301,6	101,13	-108,428	3392,3	0,553788
3600	10,7	302,1	120,731	-139,912	3588,83	0,182769
3800	10,83	303,64	140,803	-171,429	3785,31	0,267542
4400	10,26	319,47	212,075	-254,673	4375,11	0,287658
4600	9,79	327,11	240,123	-275,02	4572,08	0,490846
4800	9,84	332,68	269,876	-291,389	4769,17	0,18634
5000	8,95	339,74	299,93	-305,225	4966,41	0,96691
5150	8,63	348,23	321,953	-311,43	5114,65	0,610381
5400	9	351,76	359,553	-317,813	5361,72	0,708479
5600	9,45	350,87	391,115	-322,474	5559,16	0,595476
5800	9,69	350,35	423,82	-327,838	5756,4	0,447268
6000	9,71	348,82	457,281	-333,858	5953,49	0,587853
6200	9,87	347,29	490,373	-340,97	6150,6	0,081176
6400	10,02	346,21	524,025	-348,816	6347,59	0,535827
6600	10,12	345,07	558,114	-357,524	6544,47	0,253921
6800	102,837	343,287	592,285	-367,206	6741,29	0,253183
7000	10,22	342,91	626,394	-377,691	6938,09	0,336284
7200	10,11	341,53	660,058	-388,534	7134,93	0,373402

Continuación Tabla A1. Survey Pozo CUS 1						
MD	Incl	Azimut Grid	TVD	NS	EW	Dogleg
(ft)	(°)	(°)	(ft)	(ft)	(ft)	(°/100ft)
7400	9,96	340,87	693,153	-399,569	7331,87	0,327834
7600	9,63	340,22	725,179	-410,961	7528,96	0,161245
7800	9,01	337,99	755,609	-422,75	7726,28	0,483073
8000	7,69	334,94	781,934	-434,507	7924,18	0,640026
8200	6,36	331,62	803,693	-445,6	8122,68	0,722736
8400	5,27	330,39	821,236	-455,258	8321,67	0,531065
8800	3,62	331,88	847,871	-470,775	8720,47	0,643281
9000	2,76	336,35	857,706	-475,981	8920,16	0,748537
9200	1,88	346,54	865,704	-478,776	9119,97	0,368916
9400	1,41	976,999	871,416	-478,924	9319,89	0,13604
9600	1,52	29,29	876,192	-476,942	9519,82	0,235458
9800	1,71	35,55	880,867	-473,889	9719,74	0,121673
10000	196,196	397,441	885,993	-469,936	9919,64	0,108024
10200	1,57	341,301	890,783	-466,161	10119,5	0,418052
10400	1,09	221,201	894,397	-463,932	10319,5	0,422107
10600	0,970001	16,69	897,802	-462,588	10519,5	0,215091
10800	0,75	871,005	900,845	-461,749	10719,4	0,257764
11200	0,68	322,989	905,45	-462,71	11119,4	0,359104
11400	0,450002	341,39	908,452	-463,088	11319,4	0,714036
11600	0,460002	242,999	910,767	-462,504	11519,4	0,661853
11800	0,589999	204,003	912,819	-461,262	11719,4	0,933837
12000	0,789999	313,398	914,998	-460,372	11919,3	0,578335
12200	0,630001	722,697	916,638	-458,773	12119,3	0,757203
12400	1,27	114,96	916,436	-455,965	12319,3	107,822
12600	1,45	967,601	915,111	-451,354	12519,2	0,622475
12800	1,09	943,898	914,993	-447,186	12719,2	0,856968
13200	0,740001	626,901	916,297	-440,949	13119,1	0,468424
13400	1,4	685,099	917,747	-437,719	13319,1	0,449335
13603,20	1,66	99,02	918,46	-431,47	13543,23	1,21
13803,20	3,02	85,40	920,08	-422,10	13742,99	0,36
14012,20	2,83	70,76	922,38	-412,14	13951,74	0,00
14191,00	3,95	95,31	923,17	-401,74	14130,23	0,92
14484,00	5,16	98,15	919,20	-378,90	14422,31	0,85
14637,00	6,53	71,88	921,54	-363,76	14574,52	1,22
14698,00	6,03	63,71	924,03	-357,59	14635,15	1,68
14807,00	4,20	63,60	928,31	-348,95	14743,72	1,50

**A.2 Tabla A2.** Survey Pozo CUS 2.

MD (ft)	Incl (°)	Azimut Grid (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	Dogleg (°/100ft)
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	N/A
100,00	0,04	66,92	100,00	0,01	0,03	0,04
200,00	0,04	61,49	200,00	0,04	0,09	0,00
400,00	0,04	355,29	400,00	0,14	0,10	0,02
600,00	0,03	126,50	600,00	0,17	0,15	0,03
800,00	0,04	320,50	800,00	0,21	0,20	0,05
1000,00	0,03	44,92	1000,00	0,27	0,18	0,03
1200,00	0,02	44,84	1200,00	0,29	0,29	0,03
1400,00	0,03	29,30	1400,00	0,37	0,36	0,02
1600,00	0,04	313,83	1600,00	0,47	0,36	0,03
1800,00	0,03	252,84	1800,00	0,52	0,31	0,04
2000,00	0,07	38,33	2000,00	0,59	0,28	0,08
2200,00	0,02	26,19	2200,00	0,62	0,38	0,05
2400,00	0,04	40,20	2400,00	0,76	0,39	0,05
2600,00	0,01	76,62	2600,00	0,76	0,49	0,03
2800,00	0,05	48,57	2800,00	0,85	0,56	0,02
3000,00	0,03	311,07	3000,00	0,92	0,68	0,08
3200,00	0,04	58,67	3200,00	1,06	0,78	0,04
3400,00	0,03	113,83	3400,00	1,05	0,80	0,05
3600,00	0,06	110,89	3600,00	0,98	0,91	0,04
3800,00	0,02	159,51	3800,00	0,86	1,06	0,05
4000,00	0,04	45,20	4000,00	0,84	1,15	0,05
4200,00	0,02	71,91	4200,00	0,84	1,29	0,05
4400,00	0,02	253,97	4400,00	0,78	1,30	0,03
4600,00	0,03	41,34	4600,00	0,80	1,37	0,03
5000,00	0,05	196,77	5000,00	0,78	1,55	0,07
5200,00	0,06	220,21	5200,00	0,59	1,56	0,08
5400,00	0,03	301,71	5400,00	0,54	1,44	0,03
5600,00	0,07	302,40	5600,00	0,63	1,29	0,02
5800,00	0,05	297,40	5800,00	0,64	1,14	0,04
6000,00	0,05	255,07	6000,00	0,75	0,95	0,07
6200,00	0,06	150,97	6200,00	0,53	1,00	0,04
6400,00	0,02	128,15	6400,00	0,53	1,13	0,06
6600,00	0,05	111,76	6600,00	0,53	1,17	0,07
6800,00	0,03	1,57	6800,00	0,62	1,31	0,06
7000,00	0,05	41,22	7000,00	0,63	1,39	0,06
7200,00	0,04	223,08	7200,00	0,58	1,40	0,03
7400,00	0,13	202,96	7400,00	0,41	1,49	0,17
7600,00	0,15	331,38	7600,00	0,42	1,08	0,16
7800,00	0,04	261,50	7800,00	0,62	0,90	0,06
8000,00	0,06	150,88	8000,00	0,63	0,78	0,13

Continuación Tabla A2. Survey Pozo CUS 2						
MD	Incl	Azimut	TVD	NS	EW	Dogleg
(ft)	(°)	Grid	(ft)	(ft)	(ft)	(°/100ft)
8200,00	0,30	147,61	8200,00	0,01	1,14	0,07
8400,00	0,79	31,32	8399,99	0,64	2,51	0,53
8600,00	2,16	6,54	8599,92	5,42	3,37	0,82
8800,00	4,49	0,74	8799,56	17,15	3,47	1,09
9000,00	5,56	6,37	8998,79	34,63	4,87	0,53
9200,00	7,44	8,23	9197,42	57,76	7,43	0,68
9400,00	8,17	16,17	9395,50	84,84	13,03	0,73
9600,00	9,13	19,70	9593,24	113,23	22,58	0,56
9800,00	10,64	19,77	9790,29	145,34	34,22	0,86
10000,00	12,57	19,11	9986,19	182,82	48,85	1,28
10200,00	14,74	17,98	10180,32	228,63	63,45	0,63
10400,00	16,19	13,18	10373,10	279,99	77,27	0,89
10600,00	17,20	9,44	10564,86	335,65	88,66	1,13
10800,00	16,64	5,23	10756,10	393,70	95,92	0,67
11000,00	16,72	8,27	10947,65	450,89	102,01	0,83
11200,00	16,23	9,33	11139,61	506,45	110,18	0,40
11400,00	16,52	8,21	11331,46	562,30	118,64	0,11
11600,00	15,46	6,91	11523,89	616,30	125,95	0,30
11800,00	15,36	7,39	11716,91	668,34	132,08	0,49
12000,00	15,57	7,26	11910,23	719,16	138,57	1,35
12200,00	15,77	13,33	12102,65	772,78	148,32	0,85
12400,00	15,72	13,44	12295,09	825,81	160,81	0,17
12600,00	16,56	14,13	12487,25	879,64	174,05	0,53
12800,00	17,47	12,25	12678,43	936,83	187,44	0,42
13000,00	17,34	11,64	12869,76	993,90	199,13	0,89
13200,00	19,47	10,24	13059,57	1055,83	210,57	1,16
13400,00	18,32	6,63	13249,28	1118,48	219,66	0,52
13600,00	20,84	0,14	13437,52	1185,90	222,17	1,01
13800,00	18,09	8,18	13626,17	1252,10	225,86	2,20
14000,00	15,43	25,43	13818,32	1304,79	242,24	1,85
14200,00	13,67	36,84	14011,51	1348,57	269,57	2,00
14400,00	13,94	43,15	14205,48	1386,22	300,53	1,16
14549,00	14,02	48,68	14350,00	1411,64	326,35	1,42
14633,00	13,81	50,76	14431,60	1424,64	341,44	2,15
14680,00	14,50	53,80	14477,18	1431,66	350,53	2,16



## ANEXO B

### SIMULACIÓN CON WELL FLO POZOS CUS 1 Y CUS 2

#### B.1 Pasos para la simulación con WellFlo para el pozo CUS 1

Para iniciar la simulación con el software WELLFLO de Weatherford fue necesario seguir los pasos que se relacionan a continuación.

- Ingresar los datos generales del pozo en la pestaña de “*Data Preparation*” en el menú principal (Ver Figura B1):

**Figura B1.** Ingreso de datos generales Pozo CUS 1 - WELLFLO

General Data Section - C:\...\Desktop\SIMULACIÓN WELLFLO\CUS 1

Company:	Equión	Field:	Cusiana
Well:	CUS 1	Location:	Piedemonte Llanero
Platform:		Analyst:	Tesistas
Objective:	Instalación Choque de Fondo	Date:	Nov 2013

History notes, etc. (use Ctrl+ENTER for new line, Ctrl+C for Copy, Ctrl+V for Paste):

Pozo inyector de gas natural seco en formaciones B1 y G1

OK Cancel

Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

- Especificar el tipo de pozo y el tipo de flujo. (Ver Figura B2.)

**Figura B2.** Especificación del pozo y tipo de flujo Pozo CUS 1 - WELLFLO

Select Well and Flow Type

Flow Type	Well Type
<input checked="" type="radio"/> Tubular	<input type="radio"/> Production
<input type="radio"/> Annular	<input checked="" type="radio"/> Injection
<input type="radio"/> Tubular + Annular	<input type="radio"/> Pipeline

OK Cancel

Xmas Tree MD = 0 ft ← Outlet Node Lwh = 0 ft

Layer 1 MD = 5000.000 ft ← Casing MD = 5000.000 ft

Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

- Incluir todos los datos de yacimientos en “Reservoir Control” para los yacimientos donde se va a inyectar el gas: B1 y G1, como se muestra a continuación. (Ver Figura B3.)

**Figura B3.** Ingreso de datos del yacimiento B1 Pozo CUS 1 - WELLFLO

The screenshot shows the 'Inflow Performance: Gas (Layer Parameters) - B1' dialog box. It is divided into several sections:

- Layer Parameters:**
  - Layer pressure: 5007.305 psig
  - Layer temperature: 270.000 degrees F
  - Parting pressure: 9985.304 psig
  - Effective permeability: 60.000 md
  - Layer thickness(TVD): 40.000 ft
  - Mid-perf depth (MD): 14529.10 ft
  - Wellbore radius: 2.063 in
  - Drainage area geometry:
    - Pseudo-radial flow (default)
    - Pseudo-linear flow
    - Constant pressure boundary
- Completion Skin Factors:**
  - Total Darcy skin (S): 60.000
  - Total Non-Darcy skin (D): 0 1/(MMscf/day)
- IPR Model:**
  - Current IPR Model: Norm. Pseudo Pressure
- Calculated values:**
  - Darcy flow coeff. (B): 2.9397e7 psi<sup>2</sup>/cp/(MMscf/day)
  - Non-Darcy flow coeff. (F): 0.0000e0 psi<sup>2</sup>/cp/(MMscf/day)<sup>2</sup>
  - Flow at Parting Pressure: 59.770 MMSCF/day

Buttons at the bottom include: OK, Cancel, Skin Analysis..., Relative Perm..., Calculate, and Choose IPR...

Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

Los datos para el yacimiento G1 que se ingresaron, se referencian con la Figura B4.

**Figura B4.** Ingreso de datos del yacimiento G1 Pozo CUS 1 - WELLFLO

The screenshot shows the 'Inflow Performance: Gas (Layer Parameters) - G1' dialog box. It is divided into several sections:

- Layer Parameters:**
  - Layer pressure: 5385.304 psig
  - Layer temperature: 270.000 degrees F
  - Parting pressure: 9985.304 psig
  - Effective permeability: 600.000 md
  - Layer thickness(TVD): 60.000 ft
  - Mid-perf depth (MD): 14781.10 ft
  - Wellbore radius: 2.063 in
  - Drainage area geometry:
    - Pseudo-radial flow (default)
    - Pseudo-linear flow
    - Constant pressure boundary
- Completion Skin Factors:**
  - Total Darcy skin (S): 50.000
  - Total Non-Darcy skin (D): 0 1/(MMscf/day)
- IPR Model:**
  - Current IPR Model: Norm. Pseudo Pressure
- Calculated values:**
  - Darcy flow coeff. (B): 1.6713e6 psi<sup>2</sup>/cp/(MMscf/day)
  - Non-Darcy flow coeff. (F): 0.0000e0 psi<sup>2</sup>/cp/(MMscf/day)<sup>2</sup>
  - Flow at Parting Pressure: 1051.341 MMSCF/day

Buttons at the bottom include: OK, Cancel, Skin Analysis..., Relative Perm..., Calculate, and Choose IPR...

Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

- Ingresar valores de MD y TD del Survey del pozo en la opción “*Deviation Data*”, teniendo en cuenta que el software sólo acepta 256 valores, por lo cual se tomaron en cuenta los valores más significativos, donde se tenían grados de inclinación y DLS altos. (Ver Figura B5).

**Figura B5.** Ingreso de valores MD y TVD Pozo CUS 1 - WELLFLO

	MD (ft)	TVD (ft)	Angle (degrees)
1	50.000	50.000	0
2	75.000	74.000	16.260
3	2475.000	2474.000	0
4	2800.000	2798.000	4.496
5	2875.000	2873.000	0
6	2900.000	2897.000	16.260
7	2925.000	2922.000	0
8	3075.000	3071.000	6.620
9	3125.000	3121.000	0
10	3450.000	3441.000	10.063
11	3475.000	3466.000	0
12	3500.000	3490.000	16.260
13	3525.000	3515.000	0
14	3550.000	3539.000	16.260

Fuente. Software WELLFLO de Weatherford

- Ingresar la configuración del estado mecánico del Pozo CUS 1 en “*Well Equipment Data*”, con las dimensiones del Choque de fondo, asumiendo que éste tiene una longitud de 1 ft, e iniciando la simulación con el diámetro de 0.5”. (Ver Figura B6)

**Figura B6.** Ingreso de configuración del estado mecánico Pozo CUS 1 - WELLFLO

MD (ft)	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)	Roughness (in)	Casing ID (in)	Temperature (degrees F)	Type	Name
50.000	7.000	32.000	6.094	0.0006	10.200	60.011	Tubing	Tubing 7"
1040.000	7.000	32.000	6.094	0.0006	10.200	60.230	Tubing	Tubing 7"
12955.000	7.625	39.000	6.625	0.0006	10.200	150.000	Tubing	Tubing 7-5/8"
13093.000	7.000	32.000	6.094	0.0006	10.200	155.000	Tubing	Tubing 7"
13621.000	4.500	11.800	3.990	0.0006		165.000	Casing	Scab 4-1/2
14035.000	3.500	9.000	2.992	0.0006		171.000	Casing	Liner 3.5"
14529.100	3.500	9.000	2.992	0.0006		174.195	Casing	Liner 3.5"
14547.000	3.500	9.000	2.992	0.0006		174.311	Casing	Liner 3.5"
14760.000	3.500	9.000	2.992	0.0006		175.825	Casing	Liner 3.5"
14761.000	2.500	16.400	0.500	0.0006		175.902	Casing	Choque
14781.100	3.500	9.000	2.992	0.0006		175.902	Casing	Liner 3.5"
14808.100	3.500	9.000	2.992	0.0006		176.000	Casing	Liner 3.5"

Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

Cabe aclarar que es necesario decir que el choque de fondo es de tipo “Casing” para que el software funcione correctamente, pues a pesar de que se tiene la opción de decir que es tipo “Restriction”, a la hora de correr el análisis nodal no se obtiene un resultado coherente, debido a fallos que tiene la versión del Software que se usó.

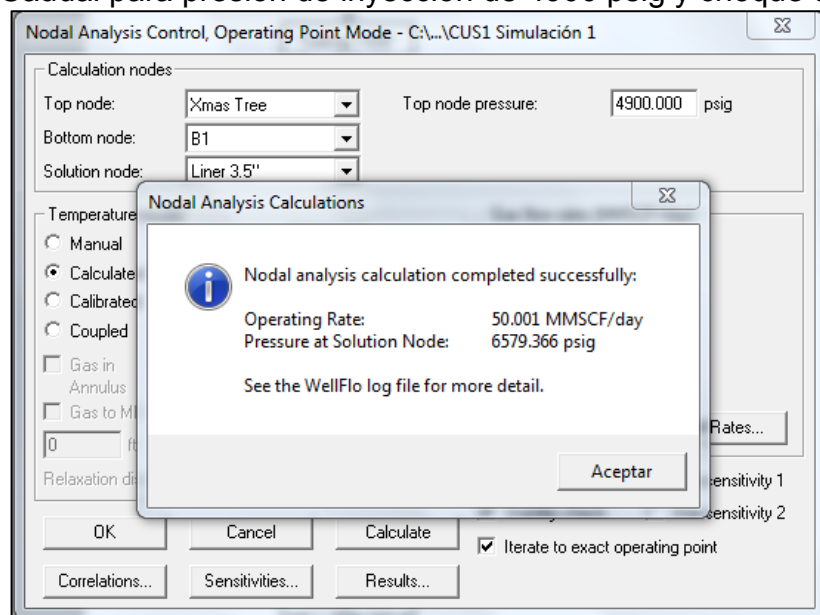
- Para correr la simulación, se da click en:

**“Analysis” → “Operating Point” → “Calculate”.**

Se inicia asumiendo con una Presión de inyección de 4900 psi, para determinar si cumple o no con los requerimientos del caudal, es decir 35 MMscfd, teniendo en cuenta que la presión de inyección máxima no debe superar los 5000 psi, puesto que ése es el valor máximo obtenido en los compresores en superficie.

- Para la presión de 4900 psi, se obtiene un caudal de 50.001 MMscf/d, el cual **no** es el requerido para la operación (Ver Figura B7).

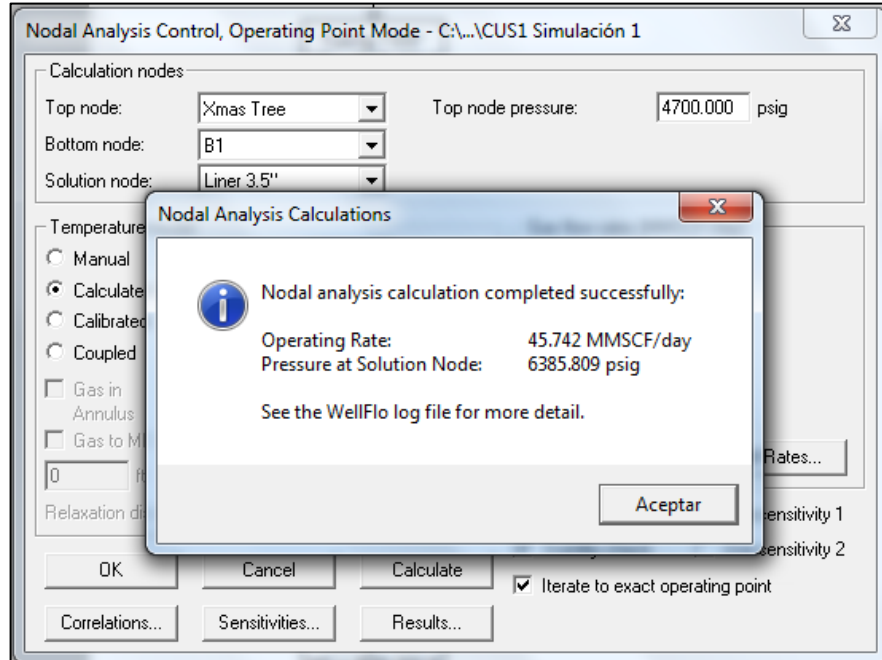
**Figura B7.** Caudal para presión de inyección de 4900 psig y choque de 0.5”



*Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.*

- Para la presión de 4700 psi, se obtiene un caudal de 45,742 MMscf/d, el cual **no** es el requerido para la operación. (Ver Figura B8)

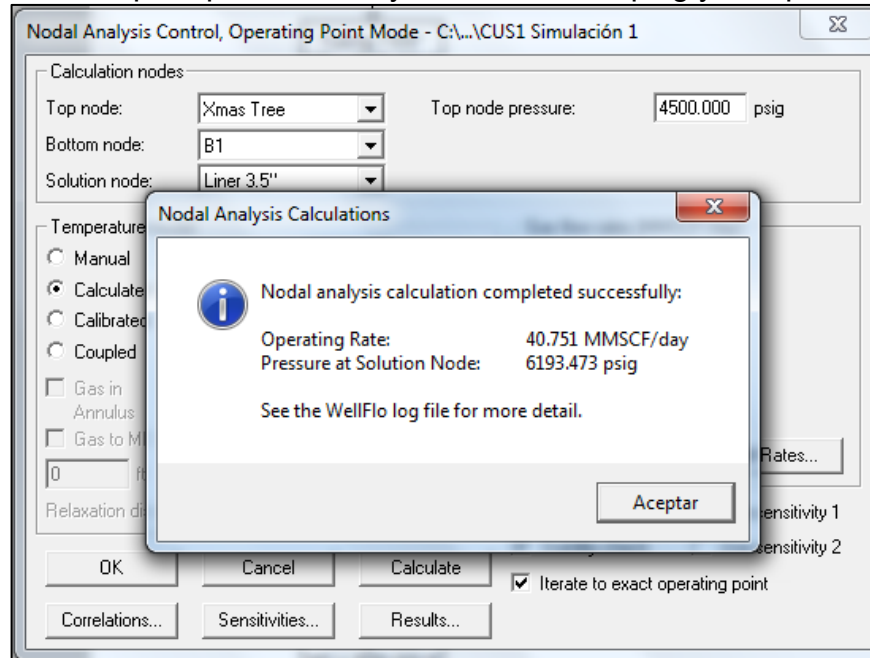
**Figura B8.** Caudal para presión de inyección de 4700 psig y choque de 0.5”



*Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.*

- Para la presión de 4500 psi, se obtiene un caudal de 40,751 MMscf/d, el cual **no** es el requerido para la operación. (Ver Figura B9)

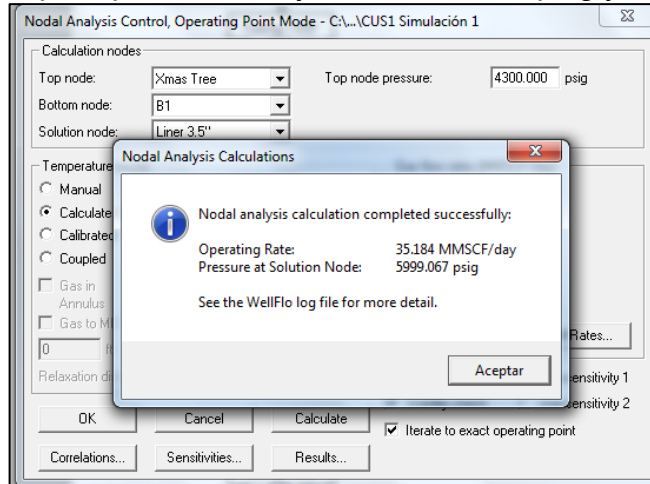
**Figura B9.** Caudal para presión de inyección de 4500 psig y choque de 0.5”



*Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.*

- Para la presión de 4300 psi, se obtiene un caudal de 35,184 MMscf/d, el cual sí corresponde al requerido para la operación (Ver Figura B10).

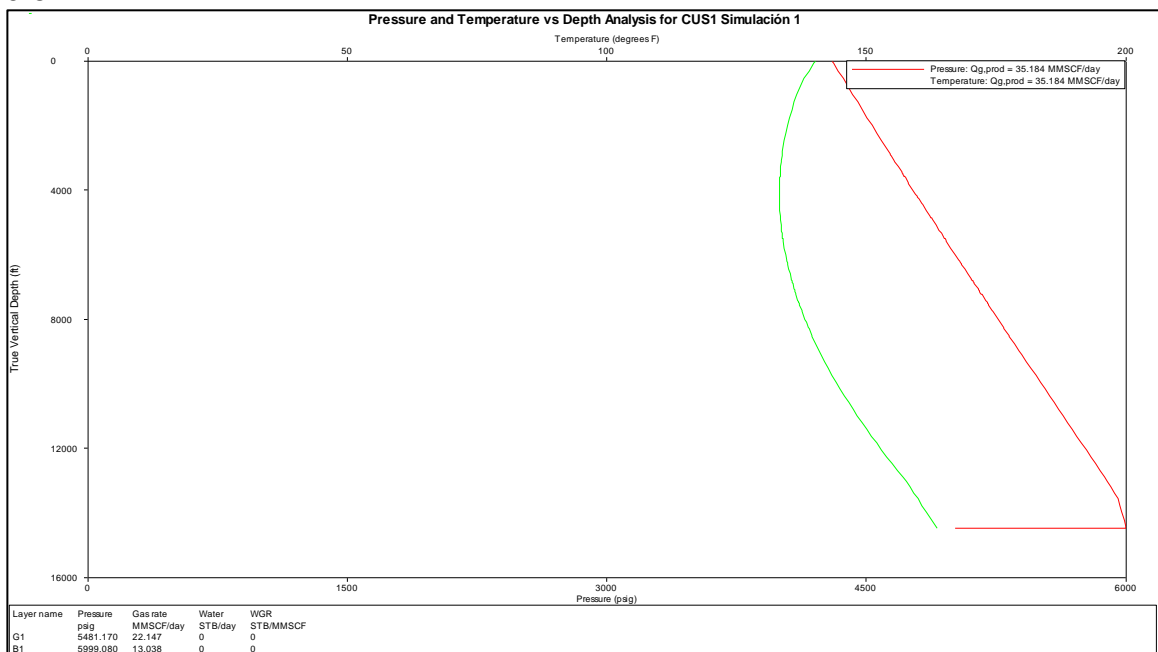
**Figura B10.** Caudal para presión de inyección de 4300 psig y choque de 0.5”



Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

Según el caudal inyectado de 35 MMscfd, la distribución para los yacimientos B1 y G1 queda 13,038 MMscfd y 22,147 MMscfd respectivamente (Ver Gráfica B1), los cuales no son los requeridos para la operación, y es necesario cambiar el diámetro del choque.

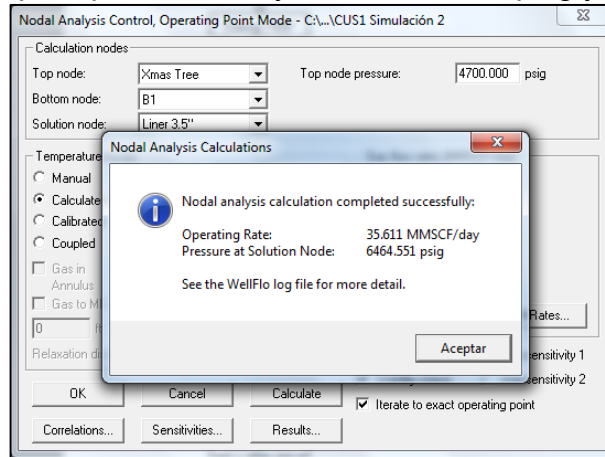
**Gráfica B1.** Distribución del caudal de 35 MMscfd para B1 y G1, con choque de 0.5”



Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

- Para un diámetro interno del choque de 0.4 pulgadas, se obtiene que la Presión de inyección es de 4700 psig para que el caudal sea el requerido de 35 MMscfd. (Ver Figura B11)

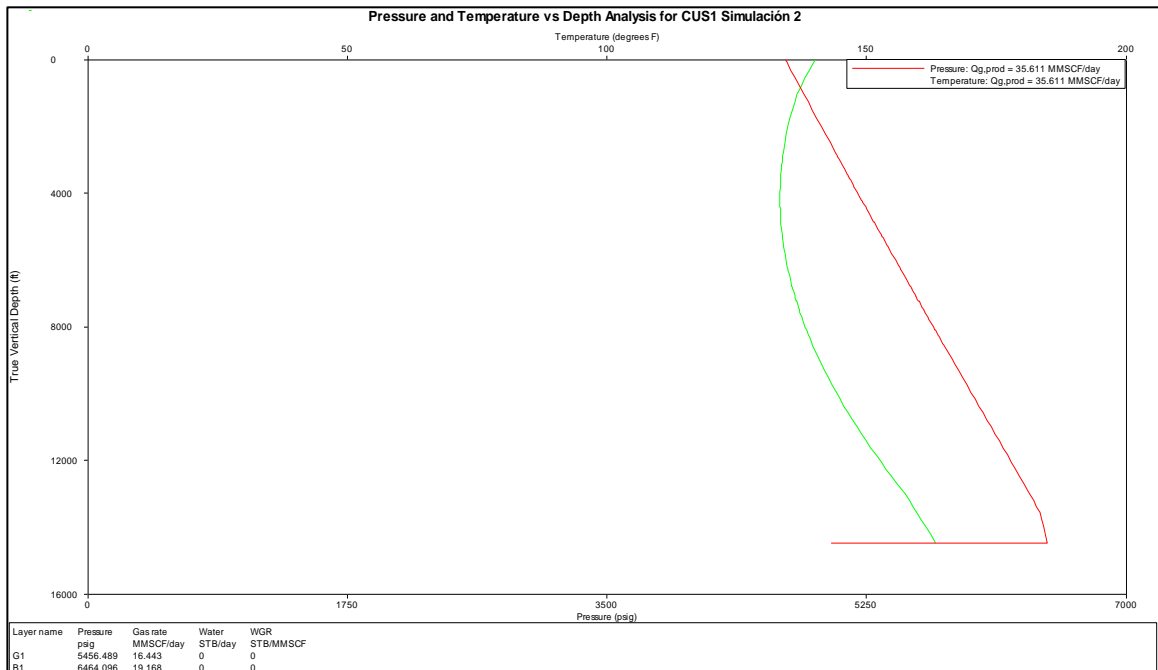
**Figura B11.** Caudal para presión de inyección de 4700 psig y choque de 0.4”.



Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

La distribución de caudal para los yacimientos B1 y G1 son 19,163 MMscfd y 16,442 MMscfd respectivamente, los cuales **no** son los requeridos para la operación. (Ver Gráfica B2)

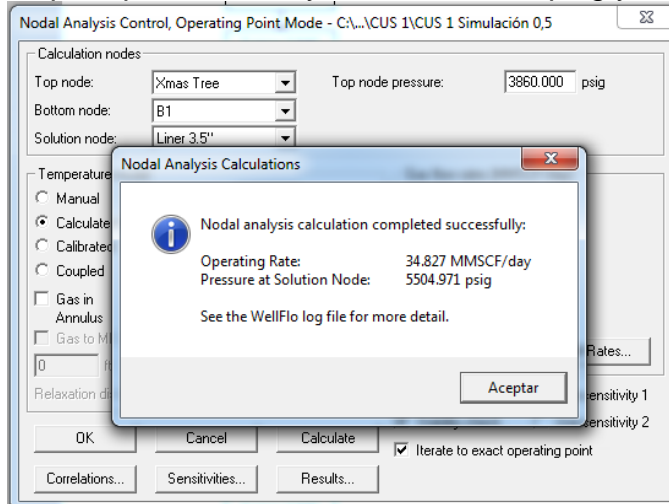
**Gráfica B2.** Distribución del caudal de 35 MMscfd para B1 y G1, con choque de 0.4”.



Fuente. Software WELLFLO de Weatherford

- Para un diámetro interno del choque de 1 pulgadas, se obtiene que la Presión de inyección es de 3860 psig para que el caudal sea el requerido de 35 MMscfd. (Ver Figura B12)

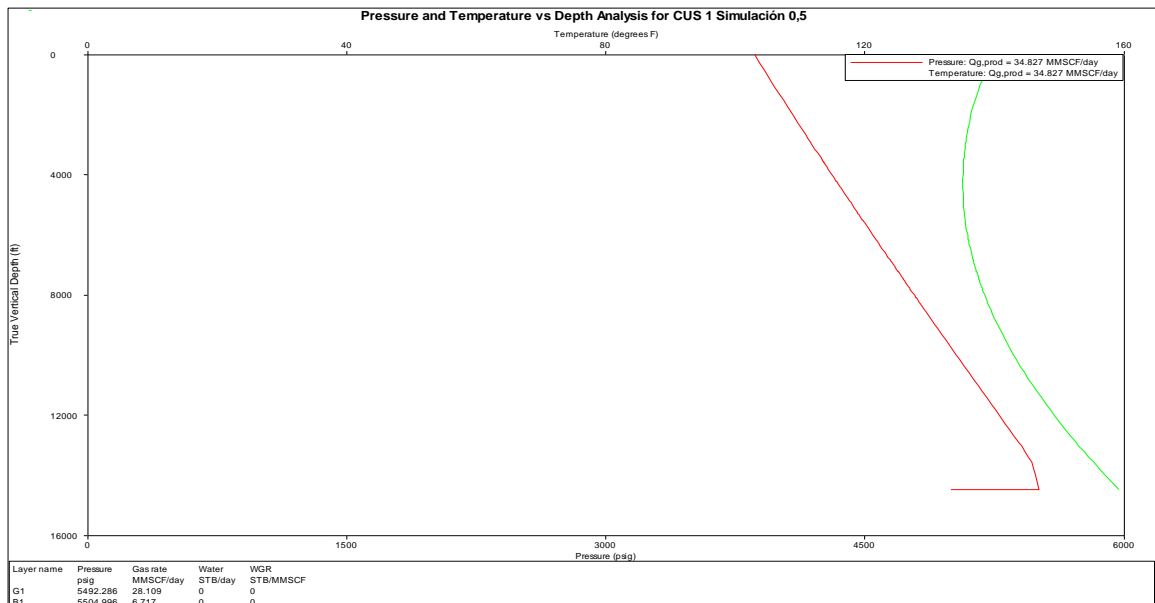
**Figura B12.** Caudal para presión de inyección de 3860 psig y choque de 1”.



*Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.*

La distribución de caudal para los yacimientos B1 y G1 son 6.717 MMscfd y 28.109 MMscfd respectivamente, los cuales **no** son los requeridos para la operación. (Ver Gráfica B3)

**Gráfica B3.** Distribución del caudal de 35 MMscfd para B1 y G1, con choque de 1”.

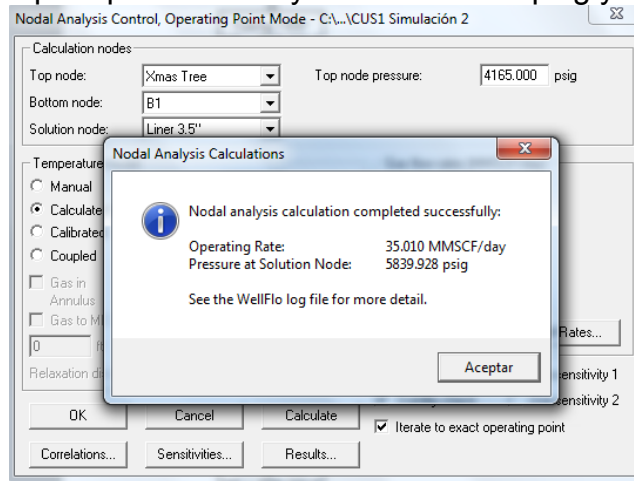


*Fuente. Software WELLFLO de Weatherford*



- Para un diámetro interno del choque de 0.55 pulgadas, se obtiene que la Presión de inyección es de 4165 psig para que el caudal sea el requerido de 35 MMscfd. (Ver Figura B13)

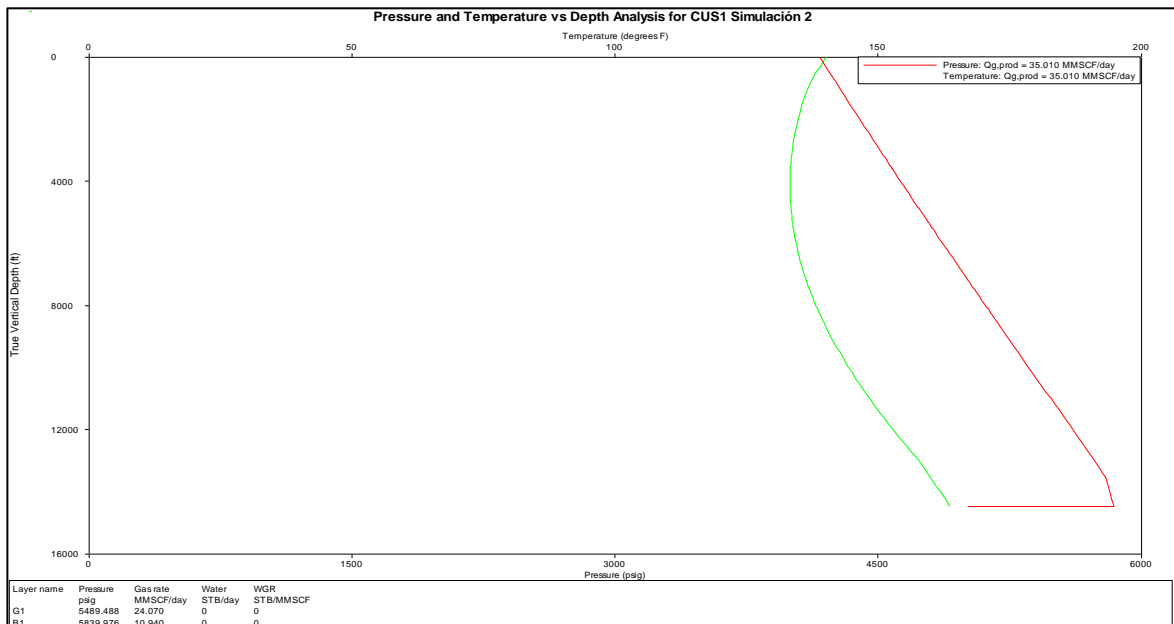
**Figura B13.** Caudal para presión de inyección de 4165 psig y choque de 0.55”



*Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.*

Logrando una distribución de caudal de **10.940 MMscfd** y **24.070 MMscfd** para B1 y G1 respectivamente, siendo ésta, la requerida para el aumento de recobro correspondiente. (Ver Gráfica B4)

**Gráfica B4.** Distribución del caudal de 35 MMscfd para B1 y G1, con choque de 0.55”



*Fuente: Software WELLFLO de Weatherford*

## B.2 Pasos para la simulación con WellFlo para el pozo CUS 2

Para iniciar la simulación con el software WELLFLO de Weatherford fue necesario seguir los pasos que se relacionan a continuación.

- Ingresar los datos generales en la pestaña de “Data Preparation” en el menú principal. (Ver Figura B14)

**Figura B14.** Ingreso de datos generales Pozo CUS 2 - WELLFLO

General Data Section - C:\...\Desktop\SIMULACIÓN WELLFLO\CUS2

Company: Equión Field: Cusiana

Well: Cus 2 Location: Llano

Platform: Analyst:

Objective: Down Hole Choke Date: Noviembre 20

History notes, etc. (use Ctrl+ENTER for new line, Ctrl+C for Copy, Ctrl+V for Paste):

Pozo inyector de gas natural seco en formaciones B1 y G1

OK Cancel

Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

- Especificar el pozo y el tipo de flujo. (Ver Figura B15)

**Figura B15.** Especificación del pozo y tipo de flujo Pozo CUS 2- WELLFLO

Select Well and Flow Type

Flow Type

Tubular

Annular

Tubular + Annular

Well Type

Production

Injection

Pipeline

OK Cancel

Xmas Tree MD = 0 ft

Outlet Node Lwh = 0 ft

Layer 1 MD = 5000.000 ft

Casing MD = 5000.000 ft

Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

- Incluir todos los datos de yacimientos en “Reservoir Control” para los yacimientos donde se va a inyectar el gas: B1 y G1, como se muestra a continuación. (Ver Figura B16)

**Figura B16.** Ingreso de datos del yacimiento B1 Pozo CUS 2 – WELLFLO

*Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.*

Los datos para el yacimiento G1 que se ingresan, se referencian en la Figura B17.

**Figura B17.** Ingreso de datos del yacimiento G1 Pozo CUS 2 - WELLFLO

*Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.*

- Continuar con el siguiente parámetro: “*Deviation Data*”, donde se ingresa el MD y el TD, teniendo en cuenta que el software sólo acepta 256 valores. (Ver Figura B18).

**Figura B18.** Ingreso de valores MD y TVD Pozo CUS 2 - WELLFLO

Well Deviation Data - C:\...\SIMULACIÓN WELLFLO\CUS2

Deviation Data: (to be entered in increasing order of MD)

	MD (ft)	TVD (ft)	Angle (degrees)
1	8200.000	8200.000	0
2	8300.000	8299.000	8.110
3	8900.000	8899.000	0
4	9000.000	8998.000	8.110
5	9100.000	9098.000	0
6	9600.000	9593.000	8.110
7	9655.000	9647.000	10.942
8	9700.000	9691.000	12.101
9	9800.000	9790.000	8.110
10	10000.000	9986.000	11.478
11	10200.000	10180.000	14.070
12	10300.000	10276.000	16.260
13	10400.000	10373.000	14.070
14	10440.000	10411.000	18.195

Buttons: OK, Cancel, Insert Row, Delete Row, Copy, Paste

Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

- Ingresar la configuración del estado mecánico del Pozo CUS 2 en “*Well Equipment Data*”, con las dimensiones del Choque de fondo, asumiendo que éste tiene una longitud de 1 ft. (Ver Figura B19)

Para los requerimientos del caudal, y realizando las iteraciones necesarias como en el caso del Pozo CUS 1, se obtiene que el diámetro del choque de fondo es de 1.4”, según se observa en el estado mecánico del pozo.

Cabe aclarar que es necesario decir que el choque de fondo es de tipo “*Casing*” para que el software funcione correctamente, pues a pesar de que se tiene la opción de decir que es tipo “*Restriction*”, a la hora de correr el análisis nodal no se obtiene un resultado coherente.

**Figura B19.** Ingreso de configuración del estado mecánico Pozo CUS 2 - WELLFLO

MD (ft)	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)	Roughness (in)	Casing ID (in)	Temperature (degrees F)	Type	Name
12607.000	5.500	20.000	4.778	0.0006	9.064	173.673	Tubing	Tubing 5,5"
12613.000	5.500	20.000	4.698	0.0006	9.064	174.826	Tubing	Tubing 5,5"
12620.000	5.500	20.000	4.698	0.0006	9.064	177.872	Tubing	Tubing 5,5"
12640.000	5.500	20.000	4.698	0.0006	9.064	174.922	Tubing	Tubing 5,5"
12677.000	5.500	20.000	4.698	0.0006	9.064	174.922	Tubing	Tubing 5,5"
12687.000	5.500	20.000	4.698	0.0006	9.063	174.983	Tubing	Tubing 5,5"
12931.000	5.920	20.000	4.680	0.0006		174.892	Casing	Liner 5"
13386.000	5.000	18.000	4.276	0.0006		174.820	Casing	Liner 5"
13400.000	5.000	18.000	4.276	0.0006		174.818	Casing	Liner 5"
13757.000	5.000	18.000	4.276	0.0006		174.762	Casing	Liner 5"
13758.000	3.500	24.000	1.400	0.0006		174.503	Casing	Choque
14324.000	5.000	18.000	4.276	0.0006		174.363	Casing	Liner 5"
14400.000	5.000	18.000	4.276	0.0006		174.344	Casing	Liner 5"
14533.000	5.000	18.000	4.276	0.0006		174.311	Casing	Liner 5"

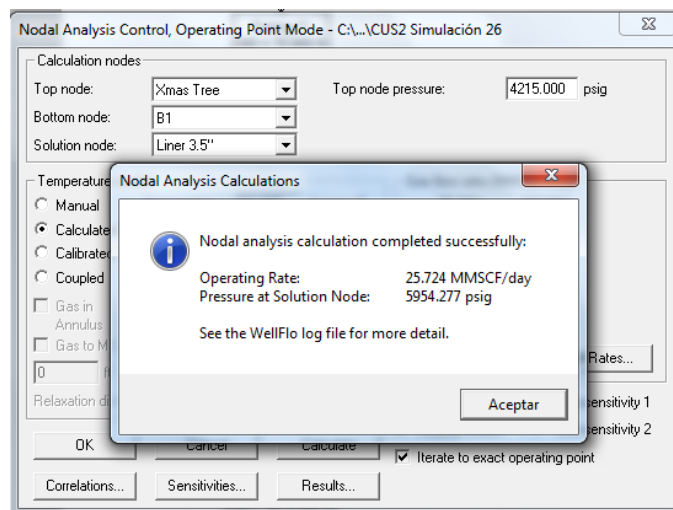
Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

- Para correr la simulación, se da click en:

**“Analysis” → “Operating Point” → “Calculate”.**

Después varias simulaciones asumiendo valores de diámetro del choque de fondo para determinar su tamaño, se obtiene que para el caudal requerido de 25 MMscfd. la presión de inyección debe ser de **4215 psig**, y el diámetro de **1.4** pulgadas (Ver Figura B20).

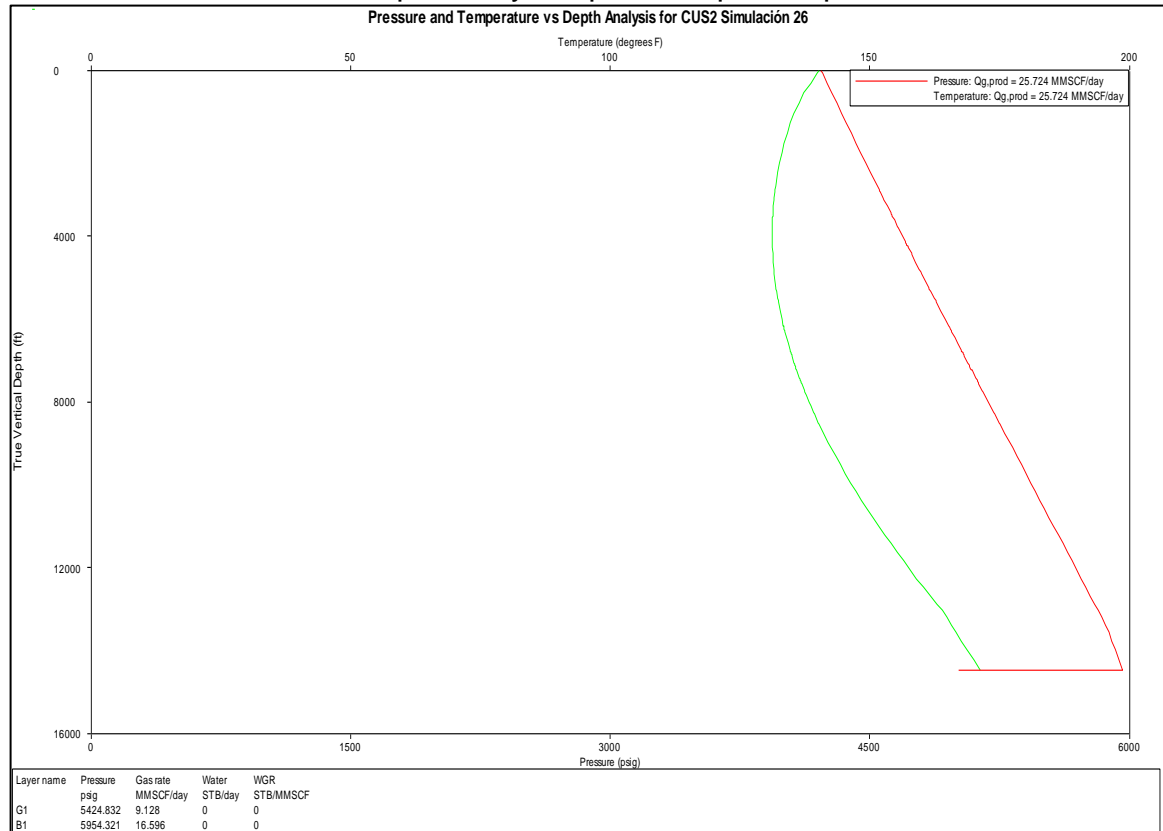
**Figura B20.** Caudal de gas para presión de inyección de 4215 psig y choque de 1.4”



Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

Para la presión de 4215 psig, se obtiene un caudal de 25.724 MMscf/d, el cual es el requerido para la operación. Teniendo en cuenta que la distribución para los yacimientos B1 y G1 es de **16.596 MMscfd** y **9.128 MMscfd** respectivamente. (Ver Gráfica B5.)

**Gráfica B5.** Distribución de presión y temperatura para el pozo CUS 2



Fuente. Software WELLFLO de Weatherford.

## ANEXO C

### DEFINICIONES Y ABREVIATURAS RELACIONADAS CON EL ANÁLISIS FINANCIERO

Antes de realizar un proyecto de inversión es necesario evaluarlo financieramente para averiguar si es o no viable económicamente. Para esto es necesario revisar algunos conceptos tales como:

**CAPEX (Capital Expenditures).** También conocido como costo de capital. Se ejecuta cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible.

En general en la industria del petróleo, se refiere a costos de exploración y parte de los de explotación (hasta el desarrollo total), incluido los gastos pre-operativos. La recuperación de costos de las inversiones directas e indirectas se hará por el método de depreciación en línea recta a lo largo de 20 años.

**DEPRECIACIÓN.** Es un término contable usado para expresar la recuperación de inversión en activos tangibles, generalmente maquinaria, equipos y estaciones o facilidades que están expuestos al deterioro o pérdida de su valor con el tiempo.

$$D_i = \frac{(C_{inicial} - \text{valor de salvamento})}{\text{Vida del proyecto}}$$

**EFICIENCIA FINANCIERA (EFI).** Es el cociente entre el Valor Presente Neto y la inversión o costo presente del trabajo. Entre mayor sea su valor más atractiva resulta una opción. Esta definición es común en la industria.

$$EFI = \frac{VPN(MUSD)}{\text{Costo de trabajo (MUSD)}}$$

**IMPUESTOS.** Se aplica el impuesto al valor agregado (IVA) sobre las compras de activos y gastos pre-operativos y sobre los gastos de operación deducibles del impuesto a la renta.

El impuesto sobre la renta es del 35% y el de Industria y comercio del 1% sobre ingresos.

**INGRESOS.** Los ingresos representan las entradas por la venta del producto o servicio objeto del negocio. En la industria del petróleo y gas es el producto de la venta del crudo o gas que le corresponde según contrato, después de descontar regalías en cabeza de pozo e impuestos de guerra (si lo hay).

Los ingresos dependen del precio de venta, y es el principal factor en la determinación de la rentabilidad del negocio.

**INTERVENCIONES DE POZO.** Se refiere a un conjunto de actividades realizadas en pozos con el propósito de incrementar o restablecer sus tasas de producción. Dentro de un trabajo de pozo pueden ir incluidas actividades de monitoreo de yacimiento (adquisición de datos) y de mantenimiento de las condiciones de los pozos, siempre y cuando deriven en resultados clasificables como incremento o restablecimiento de las tasas de producción.

**OPEX (Operational Expenditures).** Corresponde a los costos de operación y mantenimiento, gastos administrativos, imprevistos, etc.

**PRECIO DEL CRUDO.** El precio para sancionar una opción, será aquel que el equipo de PPM tenga definido para evaluaciones económicas, que al momento de redacción de este documento es \$50 USD/Bbl. Es recomendado también, mantener este parámetro para la medición de desempeño de las opciones y adicionalmente, en el mismo escenario, incluir el análisis con los precios reales de referencia WTI, una vez estos estén disponibles.

**TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD (TIO).** La tasa interna de oportunidad (TIO) es la tasa más alta que un inversionista sacrifica al realizar un proyecto. Esta tasa es determinada por el inversionista y para el presente proyecto se asume la TIO que maneja Ecopetrol del 11.1%.

**TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).** Se define como el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de una inversión, que en términos simples es un indicador de la rentabilidad intrínseca de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad.

La tasa interna de retorno (TIR) corresponde a la tasa a la cual son descontados los flujos de caja de forma tal que los ingresos y los egresos sean iguales; desde



el punto de vista matemático la TIR es la tasa a la cual el VPN se hace cero, midiendo así la rentabilidad de la inversión.

En general, para un proyecto de inversión con una vida útil de  $n$  años, y con flujos de caja  $F_j$ ,  $j= 1, 2, \dots n-1, n$ , para cada uno de los años del proyecto, y una inversión  $I_0$  a la fecha cero, la expresión general para la TIR, a una tasa de interés  $i$ , sería la siguiente:

$$-I_0 + \frac{F_1}{(i+1)} + \frac{F_2}{(i+1)^2} + \frac{F_2}{(i+1)^3} + \dots + \frac{F_n}{(i+1)^n} = 0$$

**TIEMPO DE PAGO – PAYBACK (PB).** Indicador que expresa en términos de tiempo, el instante en que el valor del costo se iguala a la acumulación de flujos de caja de beneficios obtenidos. Puede tener una interpretación relativa del riesgo de una inversión con respecto a su materialidad, en otras palabras, cuanto es el tiempo de exposición del inversionista hasta que recupere su inversión inicial.

**VALOR PRESENTE NETO (VPN).** El valor presente neto, VPN, es el valor que coloca en pesos de hoy tanto los ingresos como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de realizar o no un proyecto. Al usar el VPN es necesario tener en cuenta que los ingresos se toman con el signo positivo y en la línea de tiempo estarán ubicados en la parte superior y los egresos se tomarán con el signo negativo y estarán ubicados en la línea de tiempo hacia abajo.

- Si el  $VPN > 0$  se considera un proyecto rentable porque, en pesos de hoy, los ingresos son mayores que los egresos
- Si el  $VPN < 0$  corresponde a un proyecto inviable económicamente.

Para encontrar el VPN, descontado a una tasa de interés  $i$ , se resuelve la siguiente ecuación:

$$VPN(i) = -I_0 + \frac{F_1}{(i+1)} + \frac{F_2}{(i+1)^2} + \frac{F_2}{(i+1)^3} + \dots + \frac{F_n}{(i+1)^n}$$

## GLOSARIO

**AFE:** Documento presupuestario, por lo general redactado por el operador, que detalla los gastos estimados de la perforación de un pozo a una profundidad específica, el punto de revestimiento u objetivo geológico y si se completa o se abandona el pozo. Esta estimación de gastos se presenta a los socios para su aprobación antes de comenzar la perforación o las operaciones subsiguientes. El incumplimiento de la aprobación de la autorización de gastos (AFE) podría generar retardos o la cancelación del proyecto de perforación propuesto o la operación subsiguiente.

**AMSL:** Above mean sea level (Sobre el nivel del mar)

**BLIND BOX:** Herramienta que se usa para sacar o empujar otras herramientas o equipos dentro del pozo. Es generalmente pesada y reduce el daño cuando es requerido realizar operaciones de martilleo.

**DIGITACIÓN:** Condición según la cual la interfaz de dos fluidos, tales como petróleo y agua, rodea secciones del yacimiento a medida que se mueve y crea un perfil desigual, o digitado. La digitación es una condición relativamente común en yacimientos con pozos de inyección de agua. El resultado de la digitación es una acción de barrido ineficiente que puede eludir volúmenes significativos de petróleo recuperable y, en casos graves, una irrupción temprana de agua en los pozos productores adyacentes.

**HASD:** Método generado para aumentar la eficiencia de recobro de petróleo pesado en arenas delgadas, consistente en la combinación de tecnología de pozos horizontales (paralelos al buzamiento de los estratos) que se encuentren en el mismo plano horizontal, junto con mecanismos de desplazamientos que incluyen la disminución de la viscosidad con la temperatura (calentamiento de la formación). Lo que se intenta es generar una cámara de vapor a partir de un pozo inyector correspondiente y que este calor sea transferido a los fluidos que se encuentran en el yacimiento, con la finalidad disminuir la viscosidad del petróleo, generando así un frente de barrido hacia el pozo productor gracias al gradiente de presión.

**POZO DE INYECCIÓN:** Un pozo en el que los fluidos se inyectan en vez de producirse, siendo el objetivo principal mantener la presión de yacimiento. Existen dos tipos principales de inyección: gas y agua. El gas separado proveniente de los pozos de producción o posiblemente el gas importado puede ser reinyectado en la sección superior de gas del yacimiento. Los pozos de inyección de agua son comunes en las áreas marinas, donde el agua de mar filtrada y tratada es inyectada en una sección acuífera inferior del yacimiento.

**NIPLE:** Componente de la terminación fabricado como una sección corta de tubular de paredes gruesas con una superficie interna trabajada que proporciona un área de sello y un perfil de fijación. Los niples de asentamiento se incluyen en la mayoría de las terminaciones, a intervalos predeterminados, para permitir la instalación de dispositivos de control de flujo, tales como tapones y estranguladores. Generalmente se utilizan tres tipos básicos de niples de asentamiento: niples de restricción interior, niples de asentamiento selectivo y niples con orificios o con válvulas de seguridad.

**POOH:** Pull out of hole. Procedimiento de extracción de herramientas del pozo

**RIH:** Run in hole. Procedimiento de corrida de herramientas dentro de un pozo

**SAGD:** Método de recuperación térmico para el petróleo pesado consistente en un par entre un pozo de inyección de ángulo elevado y un pozo productor cercano perforado a lo largo de una trayectoria paralela. El par de pozos de ángulo elevado se perfora con una separación vertical de alrededor de 5 m (16 pies). El vapor se inyecta en el yacimiento a través del pozo superior. A medida que el vapor sube y se expande, calienta el petróleo pesado y reduce su viscosidad. La gravedad fuerza al petróleo a drenar hacia el pozo inferior donde se realiza la producción.